



TESIS PM-147501

**KAJIAN KELAYAKAN TEKNIS PADA PEMBANGKIT  
LISTRIK TENAGA GAS SIKLUS GABUNGAN DENGAN  
CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM**

**GIRI PAMBUDYANTHO**  
**9114202403**

**DOSEN PEMBIMBING**  
**Dr. Ir. Bambang Syairudin, MT**

**DEPARTEMEN MANAJEMEN TEKNOLOGI  
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN PROYEK  
FAKULTAS BISNIS DAN MANAJEMEN TEKNOLOGI  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA  
2018**



TESIS PM-147501

**KAJIAN KELAYAKAN TEKNIS PADA PEMBANGKIT  
LISTRIK TENAGA GAS SIKLUS GABUNGAN DENGAN  
CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM**

**GIRI PAMBUDYANTHO  
9114202403**

**DOSEN PEMBIMBING  
Dr. Ir. Bambang Syairudin, MT**

**DEPARTEMEN MANAJEMEN TEKNOLOGI  
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN PROYEK  
FAKULTAS BISNIS DAN MANAJEMEN TEKNOLOGI  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA  
2018**



**THESIS PM-147501**

**TECHNICAL FEASIBILITY STUDY ON COMBINED  
CYCLE GAS TURBINE POWER PLANT WITH CLEAN  
DEVELOPMENT MECHANISM**

**GIRI PAMBUDYANTHO  
9114202403**

**SUPERVISOR  
Dr. Ir. Bambang Syairudin, MT**

**DEPARTEMENT OF MANAGEMENT TECHNOLOGY  
FACULTY OF BUSINESS AND MANAGEMENT  
SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY  
SURABAYA  
2018**

## LEMBAR PENGESAHAN

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar  
Magister Manajemen Teknologi (M.MT)  
di  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**GIRI PAMBUDYANTHO**

**NRP. 9114202403**

Tanggal Ujian : 9 Januari 2018

Periode Wisuda : Maret 2018

Disetujui oleh:

  
1. **Dr. Bambang Syairudin, MT**  
**NIP. 196310081990021001**

(Pembimbing)

  
2. **Dr. Ir. Mokh. Suef, M.Sc (Eng)**  
**NIP. 196506301990031002**

(Penguji)

  
3. **Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, M.Eng.Sc**  
**NIP. 19590318 198701 1 001**

(Penguji)

Dekan Fakultas Bisnis dan Manajemen Teknologi,

  
**Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, M.Eng.Sc**  
**NIP. 19590318 198701 1 001**



# KAJIAN KELAYAKAN TEKNIS PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS SIKLUS GABUNGAN DENGAN CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM

Nama : Giri Pambudyantho  
NRP : 9114202403  
Pembimbing : Dr.Ir.Bambang Syairudin, MT

## ABSTRAK

Ratifikasi *United Nation Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) dan Protokol Kyoto oleh Pemerintah Indonesia melalui Undang-Undang Nomor 6 tahun 1994 dan Undang-Undang Nomor 17 tahun 2004 dalam upaya dunia mengatasi masalah perubahan iklim akibat pemanasan global. Dimana pemerintah telah berkomitmen untuk menurunkan emisi Gas Rumah Kaca (GRK) demi menjaga kenaikan suhu rata-rata bumi dibawah 2%. PT ABC adalah perusahaan swasta yang bergerak dalam bidang pengembangan kawasan industri terpadu dan penyediaan *utility power* mendukung dalam upaya pemerintah khususnya di sektor energi listrik yang bersih (*clean energy*) dan ramah lingkungan. Dimana pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) dengan menggunakan siklus gabungan (*combine cycle power plant*) berkapasitas 145MW menerapkan Mekanisme Pembangunan Bersih atau *Clean Development Mechanism* (CDM). Penelitian bertujuan untuk mengevaluasi reduksi yang diemisikan dari PLTGU selama implementasi *Clean Development Mechanism Project* (CDM) dan menghitung potensi jumlah CER yang bisa diperjualbelikan sebagai sumber pendanaan alternatif bagi pembangunan. Metode penelitian mengacu pada IPCC-GL-2006 untuk perhitungan beban emisi dan UN-FCCC metode AM0029 ver.03 untuk perhitungan penurunan emisi. Hasil analisa pembangkit dari aktivitas proyek mengeluarkan *emisi baseline* CO<sub>2</sub> per tahun sebesar sebesar 793,944 tonCO<sub>2</sub>, dengan menaikkan efisiensi energi (*with combine cycle*) mampu menurunkan emisi CO<sub>2</sub> yaitu rata-rata sebesar 327,443 tonCO<sub>2</sub>/tahun. Berdasarkan uji *additionality* dan analisa sensitivitas terhadap perubahan faktor-faktor yang terdapat pada *cashflow* proyek seperti perubahan prosentase besarnya modal, harga bahan bakar, biaya operasional dan perawatan, serta harga jual listrik, dapat diketahui bahwa aktivitas proyek tanpa CDM tetap menunjukkan indikator finansial proyek IRR kurang dari nilai IRR benchmark yaitu 11,13% (*benchmark* 12.75%), tetapi setelah pendapatan CER dimasukkan sebagai *inflow* dimana nilai IRR lebih besar dari nilai IRR *benchmark* yaitu 13.80%. Hal ini membuktikan bahwa akan layak secara finansial ketika adanya pendapatan dari penjualan CER.

**Kata kunci:** *Combined Cycle power plant*, CDM, Kelayakan Finansial

**(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)**

# **TECHNICAL FEASIBILITY STUDY ON COMBINED CYCLE GAS TURBINE POWER PLANT WITH CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM**

By : Giri Pambudyantho  
Student identify number : 9114202403  
Supervisor : Dr.Ir.Bambang Syairudin, MT

## **ABSTRACT**

Ratification of UNFCCC and Kyoto Protocol by the Government of Indonesia through Law Number 6/1994 and Law Number 17/2004 give the opportunity to Indonesia to participate with the world effort in solving the climate change problems caused by global warming. Indonesia has committed to reducing Greenhouse Gas (GHG) emissions and keeping the earth's average temperature rise below 2%. PT ABC is a private company engaged in the development of integrated industrial areas and the provision of utility power support in government efforts, especially in the sector of clean energy and environmentally friendly. Where the construction of Combine Cycle Gas Turbine Power Plant (PLTGU) with a capacity of 145MW as Clean Development Mechanism (CDM). The study aims to evaluate the emissions emitted from the PLTGU during the implementation of the Clean Development Mechanism Project (CDM) and calculate the potential number of CERs that can be traded as an alternative source of funding for development. The research method refers to IPCC-GL-2006 for emission load calculation and UN-FCCC method AM0029 ver.03.1 for calculation of emission reduction. The results of the power plant analysis of the project activity released CO<sub>2</sub> emissions annually by 793,944 ton CO<sub>2</sub>, by increasing the energy efficiency (with combine cycle) can reduce CO<sub>2</sub> emissions, i.e. an average of 327,443 tonCO<sub>2</sub> / year. Based on additionality test and sensitivity analysis on changes of factors in the project cashflow such as percentage change of capital, fuel price, operational and maintenance cost, as well as power tariff, it can be seen that project activity without CDM still shows financial indicator of IRR project is less than value The benchmark IRR is 11.13% (12.75% as benchmark), but after the CER revenue is entered as an inflow where the IRR value is greater than the benchmark IRR value of 13.80%. This proves that it will be financially viable when there is an income from CER sales.

**Keyword: CDM, Combined Cycle, Financial Feasibility**

**(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)**



## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah segala puji syukur Penulis panjatkan kepada Allah SWT atas segala limpahan rahmat dan hidayah-Nya, dan sholawat serta salam kepada rasulullah Muhammad SAW, sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini yang berjudul “**KAJIAN KELAYAKAN TEKNIS PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS SIKLUS GABUNGAN DENGAN CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM**”.

Penulis telah menerima banyak bantuan dan dukungan dari berbagai pihak dalam menyelesaikan tesis ini. Pada kesempatan ini, Penulis ingin mengucapkan terima kasih, terutama kepada:

1. Pimpinan Perusahaan Pengembangan Kawasan Industri terpadu Purwakarta atas penyediaan dan data informasi untuk penelitian ini.
2. Yang terhormat Dekan Fakultas Bisnis dan Manajemen Teknologi ITS Surabaya, Prof .Dr Ir. Udisubakti Ciptomulyono, MengSc.
3. Yang terhormat Kepala Departemen Manajemen Teknologi ITS Surabaya, Dr Ir. Mokh. Suef, M.Sc (Eng).
4. Yang terhormat bapak Dr Ir .Bambang Syairudin, MT selaku Dosen Pembimbing yang telah sabar memberi dukungan, bimbingan dan ilmunya dalam menyusun dan menyelesaikan penelitian yang layak untuk disajikan sebagai tesis.
5. Rekan Manajemen Proyek - MMT ITS yang sudah bekerjasama selama program di MMT dan selalu mensupport serta menyemangati.
6. Kedua Orang Tua, Ibu Mertua dan Keluarga penulis yang senantiasa memberikan dukungan moral, material serta doa setiap waktu.
7. Serta semua pihak yang Penulis tidak dapat sebutkan satu persatu, atas segala dukungan dan perhatiannya dalam penyelesaian Tesis ini.

Surabaya, Januari 2018

**(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)**

## DAFTAR ISI

### HALAMAN JUDUL

### LEMBAR PENGESAHAN

<b>ABSTRAK .....</b>	<b>i</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>v</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN.....</b>	<b>xiii</b>
<b>I. PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Permasalahan .....	3
1.3 Tujuan Penelitian .....	4
1.4 Ruang Lingkup Penelitian .....	4
1.5 Manfaat Penelitian .....	5
<b>II. TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>7</b>
2.1 Arti penting CDM terhadap pengelolaan energi .....	7
2.2 Pemanasan Global dan Clean Development Mechanism (CDM) .....	8
2.3 Prosedur Penghitungan Faktor Emisi Baseline.....	12
2.3.1 Mengidentifikasi Sistem Ketenagalistrikan Terkait.....	13
2.3.2 Memilih Metode Perhitungan Faktor Emisi Operating Margin (OM).....	13
2.3.3 Menghitung Faktor Emisi OM Berdasarkan Metode Yang Dipilih).....	14
2.3.4 Mengidentifikasi Kelompok Pembangkit Build Margin (BM)...	20
2.3.5 Menghitung faktor emisi Build Margin (BM) .....	20

2.4	Prosedur Umum Penghitungan Pengurangan Emisi .....	21
2.5	Net Calorific Value (NCV) .....	23
2.6	Konversi Karbon (C) Menjadi Karbondioksida (CO <sub>2</sub> ) .....	24
2.7	Proses Pembangkitan Listrik PLTGU.....	24
2.7.1	Operasi Pembangkit Listrik Tenaga Gas.....	29
2.7.2	Heat Recovery Steam Generator (HRSG) .....	30
2.8	Posisi Penelitian terdahulu .....	35
<b>III.</b>	<b>METODOLOGI PENELITIAN.....</b>	<b>41</b>
3.1	Metodologi Pengerjaan .....	41
<b>IV.</b>	<b>PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA .....</b>	<b>43</b>
4.1	Data Pembangkit Listrik .....	43
4.2	Data Penggunaan Bahan Bakar .....	46
4.3	Data Nilai Kalori Bahan Bakar .....	46
4.4	Data Emisi .....	47
4.5	Perhitungan reduksi emisi Ex-ante .....	54
4.6	Analisa Keuangan Kelayakan PLTGU.....	59
<b>V.</b>	<b>KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>63</b>
4.1	Kesimpulan.....	63
4.2	Saran .....	64
	<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>65</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Skema dari lingkup Proyek .....	3
Gambar 2.1	Cara menentukan $\lambda_y$ dalam metode <i>simple adjusted OM</i> . ....	19
Gambar 2.2	Prinsip Kerja Operasi PLTGU .....	26
Gambar 2.3	Struktur Dasar Turbine Gas .....	27
Gambar 2.4	Diagram PLTGU dengan konfigurasi 1 - 1 - 1.....	28
Gambar 2.5	Diagram PLTGU dengan konfigurasi 2 - 2 - 1.....	29
Gambar 2.6	Diagram PLTGU dengan konfigurasi 3 - 3 - 1.....	31
Gambar 2.7	Skema diagram HRSG.....	31
Gambar 2.8	Skema diagram <i>single pressure</i> HRSG .....	33
Gambar 2.9	Skema diagram multi pressure HRSG.....	34
Gambar 2.10	Skema diagram <i>multi pressure</i> HRSG dengan sistem <i>reheat</i> .....	34
Gambar 3.1	Tahapan Penelitian.....	42
Gambar 4.1	Grafik Pengurangan Emisi dengan scenario penerapan kegiatan proyek CDM.....	58
Gambar 4.2	Grafik Uji analis sensitivitas terhadap perubahan 5 elemen tanpa pendapatan CER.....	60
Gambar 4.2	Grafik Uji analis sensitivitas terhadap perubahan 5 elemen dengan pendapatan CER.....	60

**(Halaman ini sengaja di kosongkan)**

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Parameter Tipikal HRSG .....	31
Tabel 2.2	Posisi Penelitian Terdahulu.....	35
Tabel 4.1	Data Teknis Gas Turbin .....	45
Tabel 4.2	Data Teknis Gas HRSG .....	45
Tabel 4.3	Data Teknis Steam Turbin .....	45
Tabel 4.4	Perbandingan harga bahan bakar per satuan energi .....	46
Tabel 4.5	Nilai Kalori Natural Gas .....	46
Tabel 4.6	Average Operating Margin .....	47
Tabel 4.7	Build Margin.....	47
Tabel 4.8	Combined Margin .....	47
Tabel 4.9	Ringkasan Emission factors .....	48
Tabel 4.10	Default emission factors for fugitive CH <sub>4</sub> upstream emissions .....	48
Tabel 4.11	Net calorific value of natural gas .....	48
Tabel 4.12	Net calorific value of HSD, IDO and MFO .....	49
Tabel 4.13	CO <sub>2</sub> emission factor of coal combustion .....	49
Tabel 4.14	CO <sub>2</sub> Emission Factor of Natural Gas .....	49
Tabel 4.15	Emission factor for upstream fugitive methane emissions of Natural Gas from production, transportation, distribution .....	50
Tabel 4.16	Emission factor for upstream fugitive methane emissions of Coal from production, transportation, distribution .....	50
Tabel 4.17	Oxidation Factor of Natural Gas .....	50
Tabel 4.18	Global warming potential of methane .....	51
Tabel 4.19	Data spesifik untuk Asumsi combine cycle power plant Turbin (CCPP) (advance class gas turbine).....	51
Tabel 4.20	Nilai Heat Rate Pembangkit .....	51
Tabel 4.21	Tingkat biaya dari system pembangkitan.....	52
Tabel 4.22	Perhitungan proyek IRR .....	52



Tabel 4.23 Justifikasi dari pemilihan Metodologi .....	53
Tabel 4.24 Estimasi ex-ante pengurangan emisi.....	58
Tabel 4.25 Ringkasan hasil uji analisis sensitivitas terhadap IRR terkait perubahan 5 (lima) variable tanpa Pendapatan CER.....	59
Tabel 4.26 Ringkasan hasil uji analisis sensitivitas terhadap IRR terkait perubahan 5 (lima) variable dengan Pendapatan CER.....	59
Tabel 4.27 Analisis sensitivitas IRR terkait dengan perubahan produksi listrik dan tarif listrik.....	61

## **DAFTAR LAMPIRAN**

Lampiran 1.1 Proyeksi Cashflow tanpa CDM.....	67
Lampiran 1.2 Proyeksi Cashflow dengan CDM.....	78

**(Halaman ini sengaja di kosongkan)**

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

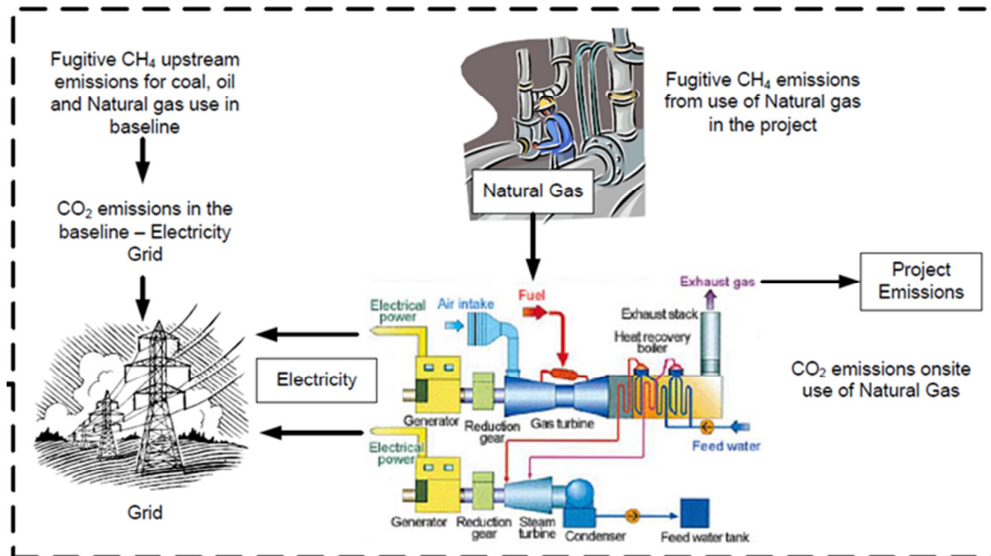
### **1.1 Latar Belakang**

Pengelolaan sektor energi nasional dewasa ini dihadapkan pada dua agenda penting, yaitu pemenuhan kebutuhan energi dan pemeliharaan lingkungan hidup. Penurunan kualitas lingkungan hidup yang terlihat dari berbagai indikator, khususnya kondisi udara, berkaitan langsung dengan penggunaan energi, yang dalam hal ini pemanfaatan *fossil fuel* untuk aktifitas penyediaan listrik saat ini. Bencana alam yang sering terjadi merupakan dampak dari Pemanasan global dan perubahan iklim (*global warming*). Ratifikasi *United Nation Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) dan Protokol Kyoto oleh Pemerintah Indonesia melalui Undang- Undang Nomor 6 tahun 1994 dan Undang-Undang Nomor 17 tahun 2004 telah membuka peluang bagi Indonesia untuk dapat berpartisipasi menurunkan tingkat emisi *greenhouse gases* terutama karbon dioksida (CO<sub>2</sub>). Hal ini juga sejalan dengan hasil dalam Konferensi Tingkat Tinggi Perubahan Iklim Dunia Paris (UNFCCC COP21) dimana Indonesia telah berkomitmen untuk menurunkan emisi Gas Rumah Kaca (GRK) pada 2030 sebesar 29% atas upaya sendiri, dan hingga 41% dengan bantuan dan kerjasama internasional demi menjaga kenaikan suhu rata-rata bumi dibawah 2%.

Komitmen Indonesia untuk menerapkan pembangunan berdasarkan prinsip-prinsip pembangunan yang berkesinambungan dan usaha mengurangi emisi CO<sub>2</sub>. Peranan *Clean Development Mechanism* (CDM), yang merupakan salah satu pilihan skema implementasi *Kyoto Protocol* untuk sektor energi dan lingkungan hidup nasional terhadap pengelolaan energi di Indonesia. Identifikasi potensi proyek CDM yang dapat segera dikembangkan dimana terdapat potensi peningkatan jumlah proyek CDM dalam pengurangan emisi CO<sub>2</sub> yang berbasis efisiensi energi. Pemerintah merencanakan pasokan gas untuk Pembangkit Tenaga Listrik guna mendukung pemanfaatan energi bersih (*clean energy*) dan ramah lingkungan untuk diubah menjadi energi listrik. PT ABC sebagai salah satu

perusahaan swasta yang bergerak dalam bidang pengembangan kawasan industri terpadu dan pembangkit listrik swasta terintegrasi atau *private power utility* (PPU) turut mendukung dalam upaya pemerintah untuk pengembangan infrastruktur khususnya di sektor energi listrik yang bersih (*clean energy*) dan yang ramah lingkungan, serta untuk menjaga kesinambungan pasokan dan kualitas listrik di kawasan industri *Eco Industrial Park* Purwakarta dan sekitarnya. Untuk memproduksi *power utility* tersebut PT. ABC akan membangun pembangkit baru berskala besar dengan kapasitas operasi 145MW dengan jenis Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) dengan menggunakan siklus gabungan (*combine cycle power plant*) berbahan bakar gas alam dengan peralatan utama terdiri dari 2 (dua) unit Gas Turbine Generator (GTG) yang memiliki *Maximum Proven Capacity* (MPC) sebesar 100 MW listrik, 1 (satu) unit *Steam Turbin Generator* dengan maksimum *Generation Capacity* 50MW dan 1 (satu) unit *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG) dengan kapasitas operasi 78-86 ton uap per jam. Jenis Pembangkit listrik yang akan dibangun dengan teknologi siklus gabungan tersebut memanfaatkan gas suar bakar untuk kebutuhan listrik sebagai sumber energi yang dinilai ramah lingkungan. Adanya proyek tersebut diharapkan perusahaan dapat berkontribusi untuk mengurangi emisi karbondioksida CO<sub>2</sub>. Proyek dilaksanakan sebagai aktivitas proyek *Clean Development Mechanism* (CDM) yang merupakan salah satu sumber pendanaan sebagai alternatif bagi pembangunan. Proyek CDM yang diusulkan dievaluasi secara finansial berdasarkan metodologi yang ditentukan oleh *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) yaitu Metodologi yang telah disetujui AM0029, version 03: "*Baseline Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas*". Metodologi CDM tersebut digunakan untuk melakukan uji *additionality* (jika emisi Gas Rumah Kaca dapat dikurangi sampai dibawah emisi yang dihasilkan pada kondisi dimana tidak ada kegiatan proyek CDM) dan menghitung pengurangan emisi. Pada penelitian ini digunakan Analisis kelayakan dilakukan dengan menggunakan berbagai indikator kelayakan keuangan diantaranya IRR proyek, NPV, dan periode pengembalian. Sehingga

dari hasil analisis keuangan dengan dan tanpa menggunakan CDM, apakah akan memiliki kelayakan finansial setelah perhitungan *Certified Emission Reduction* (CER) dimasukkan sebagai pendapatan.



Gambar 1.1. Skema dari lingkup Proyek

(Presentation : O. Kreyenberg, H. Schütz, H. Friede Siemens PG, 2004 ;  
*Energy Efficiency in IPPC-installations, Modern Combined Cycle Power  
 Plants – Improvement of a high efficient and clean technology*)

## 1.2 Permasalahan

Pada pembangkit standard berbahan bakar fosil, pemborosan terjadi ketika membakar bahan bakar fosil seperti minyak bumi atau gas alam, untuk memproduksi listrik dimana sisanya hasil pembakaran dalam bentuk panas, dibuang melalui cerobong asap ke atmosfer; mengandung karbon dioksida sangat berpotensi memperbesar nilai faktor emisi dan berkontribusi besar terhadap pemanasan global. Pada sebagian pembangkit, hanya sejumlah 30% energi yang mengalir ke jaringan distribusi. Efisiensi sebesar 80% dapat dicapai pada system yang menggabungkan panas dan pembangkit listrik, dikenal dengan pembangkit *cogeneration* (*cogeneration plants*). Sesuai dengan latar belakang

yang telah di uraikan diatas, maka dirumuskan persoalan penelitian yang akan dikaji adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana Penggunaan konsep konstruksi Pembangkitan Tenaga Listrik yang memiliki dampak positif tidak hanya melalui pengurangan emisi gas rumah kaca, tetapi juga melalui pengurangan emisi berbahaya lainnya
2. Bagaimana melakukan identifikasi risiko yang berkaitan dengan tujuan bisnis dan melihat risiko-risiko bisnis yang biasa terjadi terutama risiko operasional Proyek bisnis Pembangkitan Tenaga Listrik yang berhubungan dengan keandalan penyediaan tenaga listrik dengan tarif dasar yang kompetitif .

### **1.3 Tujuan Penelitian**

Berdasarkan perumusan masalah di atas, maka tujuan yang ingin dicapai pada penelitian thesis ini antara lain:

1. Mengetahui potensi *Clean Development Mechanism* (CDM) dan peluang pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) dengan teknologi *combined cycle system* di sistem ketenagalistrikan Kawasan Eco Industrial Park dengan mengimplementasi CDM .
2. Penilaian analisis kelayakan finansial terhadap Keekonomian PLTGU sebagai proyek CDM, dihitung dengan memasukkan pendapatan tambahan dari hasil penjualan kredit karbon atau CER yang dianalisa dengan menggunakan Analisis investasi *benchmark* yang berlaku.

### **1.4 Ruang Lingkup Penelitian**

Untuk lebih mempersempit cakupan maka penelitian ini diberi batasan-batasan sebagai berikut :

1. Metode penghitungan faktor emisi *baseline* menggunakan *Tools to Calculate the Emission Factor for an Electricity* metode Option 01 of AM0029, kemudian menghitung penurunan emisi dari proyek CDM yang dijadikan contoh menggunakan *Consolidated Baseline Methodology for Grid-Connected*



*Electricity Generation From Non Renewable and Less GHG Intensive Fuel AM0029 versi 03.* Metode ini telah disetujui oleh CDM-Executive board.

2. Sistem Ketenagalistrikan yang terkait dengan penelitian ini yaitu sistem Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) dengan teknologi *combined cycle system* di sistem ketenagalistrikan Kawasan Eco Industrial Park Purwakarta dengan kapasitas 145 MW.
3. Analisa Keekonomian proyek dengan melakukan analisa sensitivitas nilai IRR, NPV, tanpa atau dengan adanya pendapatan CER terhadap perubahan factor faktor yang terdapat pada *cashflow* proyek.
4. Data faktor emisi setiap jenis bahan bakar fosil menggunakan data di dalam buku “*IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Volume 2.

### **1.5 Manfaat Penelitian**

Manfaat yang diperoleh dari penelitian ini diharapkan penelitian ini akan memberi gambaran mengenai jenis Pembangkit Listrik Tenaga Gas Bumi yang layak untuk dikembangkan menggunakan skema *Clean Development Mechanism* (CDM) yang dapat menjadi salah satu sumber pendanaan alternatif bagi pembangunan dan juga dapat mengidentifikasi hambatan yang akan mencegah pelaksanaan kegiatan proyek CDM yang diusulkan.

**(Halaman ini sengaja di kosongkan)**

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Arti penting CDM terhadap pengelolaan energi**

Pada bagian ini, kaitan antara CDM dan sektor energi dalam hal arti penting skema CDM untuk pengelolaan sektor energi nasional diulas lebih lanjut. Identifikasi peranan dan karakteristik CDM perlu digali untuk memberikan gambaran pentingnya implementasi CDM dan potensinya terhadap pengembangan pengelolaan energi dan lingkungan hidup, khususnya berkaitan dengan pengurangan emisi *greenhouse gases*. Peranan dan karakteristik CDM yang diharapkan dapat menjadi faktor pendorong kesempatan transfer teknologi untuk meningkatkan efisiensi energi dan mitigasi *greenhose gases* di sektor industri. Beberapa pilihan teknologi meliputi *add-on technology* dan *end of pipe technology* untuk efisiensi proses produksi, *improved technology* untuk pembangkitan listrik, dan *heat and waste recovery* untuk re-utilisasi energi.

Bab ini akan membahas beberapa hal yang melandasi penyusunan kajian bisnis proyek pembangkit listrik berbasis gas alam yang akan memiliki Perkiraan output 889.140 MWh / tahun dan pengaruh terhadap emisi CO<sub>2</sub> dan polutan udara lokal. Menerapkan metodologi yang telah disetujui yang ditetapkan untuk CDM berskala besar, daya berbasis gas 145 MW Proyek akan menghasilkan pengurangan emisi tahunan sebesar 0,1668 ton CO<sub>2</sub>e / MWh (tCO<sub>2</sub>e / MWh) di Mode siklus tunggal (*Single Cycle*) pada tahun awal dan 0.4309 tCO<sub>2</sub>e / MWh dalam mode gabungan siklus (*Combine Cycle*) dari tahun kedua sampai Akhir periode kredit. Angka ini didasarkan pada pilihan yang paling konservatif, Landasan tersebut meliputi tata cara perhitungan faktor emisi baseline di yang mengacu kepada metode Option 01 of AM0029, *the build margin, calculated according to – “Tool to calculate emission factor for an electricity system”*. kemudian menghitung penurunan emisi dari proyek CDM yang dijadikan contoh menggunakan *Consolidated Baseline Methodology for Grid-Connected Electricity Generation From Non Renewable and Less GHG Intensive Fuel AM0029 versi 02*. Metode ini telah disetujui oleh CDM-Executive board. CDM-Executive board

adalah badan yang berwenang mengeluarkan sertifikat penurunan emisi atau *Certified of Emission Reduction* (CER) dari proyek-proyek CDM. Satu CER setara dengan satu ton karbondioksida (1 tCO<sub>2</sub>). *CDM-Executive board* berada di bawah naungan Perserikatan Bangsa-Bangsa (PBB).

Faktor emisi berkaitan dengan jumlah gas rumah kaca yang disetarakan dengan gas CO<sub>2</sub> hasil kegiatan manusia. Pada proses pembakaran bahan bakar fosil, faktor emisi terkait dengan jumlah karbon (C) yang terkandung di dalam bahan bakar tersebut. Semakin banyak karbon yang mengalami oksidasi dalam proses pembakaran maka akan semakin efisien pembakaran tersebut. Faktor emisi baseline di suatu sistem pembangkit listrik merupakan koefisien yang digunakan untuk menentukan jumlah berat gas CO<sub>2</sub> (ton) yang dihasilkan oleh suatu pembangkit di sistem tersebut untuk menghasilkan energi listrik (MWh) dalam satu tahun.

## **2.2 Pemanasan Global dan Clean Development Mechanism (CDM)**

Isu pemanasan global akhir-akhir ini semakin menguat seiring dengan semakin meningkatnya dampak yang dirasakan oleh manusia. Dampak yang paling nyata yaitu terjadinya perubahan iklim global. Sebelas dari dua belas tahun terakhir merupakan tahun-tahun terhangat dalam temperatur permukaan global sejak tahun 18501. Tingkat pemanasan rata-rata selama lima puluh tahun terakhir hampir dua kali lipat dari rata-rata seratus tahun terakhir. Temperatur rata-rata global naik sebesar 0.74°C selama abad ke-20, dimana pemanasan lebih dirasakan pada daerah daratan daripada lautan1.

Pemanasan global dan perubahan iklim di bumi telah diketahui disebabkan oleh meningkatnya kadar gas rumah kaca di atmosfer dalam jumlah besar dan waktu yang singkat. Gas rumah kaca terutama karbon dioksida (CO<sub>2</sub>), *metana* (CH<sub>4</sub>), dan nitrous oxide (N<sub>2</sub>O) secara alamiah sudah terdapat di atmosfer bumi dengan kadar tertentu yang tidak mengganggu ekosistem. Keberadaan gas rumah kaca secara alamiah di atmosfer pada dasarnya turut membantu kelangsungan kehidupan di bumi. Gas-gas tersebut memantulkan kembali sebagian radiasi matahari yang dipantulkan oleh permukaan bumi sehingga suhu bumi menjadi hangat dan nyaman untuk didiami.

Kondisi bumi yang nyaman bagi kehidupan telah membuat peradaban manusia berkembang pesat. Namun seiring dengan hal tersebut dan sejak dimulainya revolusi industri, pelepasan gas rumah kaca ke atmosfer semakin meningkat intensitasnya. Kegiatan manusia seperti pembakaran minyak bumi, gas bumi, dan batubara, penebangan hutan, peternakan, dan pertanian memberikan kontribusi yang besar terhadap terganggunya ekosistem di bumi akibat semakin tebalnya gas rumah kaca.

Proses pembakaran minyak bumi, gas bumi, dan batubara terjadi akibat kegiatan manusia dalam rangka memenuhi kebutuhannya akan energi. Proses ini menyebabkan terlepasnya gas karbon dioksida ( $\text{CO}_2$ ) dalam jumlah yang sangat besar ke lapisan atmosfer. Dalam rangka pemenuhan kebutuhannya akan pangan, manusia melakukan peternakan dan pertanian dengan metode tertentu untuk mendapatkan hasil yang besar. Jumlah ternak yang besar menghasilkan emisi berupa gas metana ( $\text{CH}_4$ ) sedangkan pupuk yang digunakan dalam pertanian mengemisikan gas nitrous oxide ( $\text{N}_2\text{O}$ ). Penebangan hutan tanpa melakukan penanaman kembali mengurangi jumlah gas karbon dioksida yang terserap dari atmosfer.

Peningkatan kadar gas rumah kaca di atmosfer menimbulkan efek seperti yang terjadi di dalam rumah kaca sehingga efek ini disebut efek rumah kaca (greenhouse effect). Gas-gas rumah kaca yang dihasilkan oleh kegiatan manusia sesuai ketentuan Protokol Kyoto (*Annex A, Protokol Kyoto*) yaitu:

- Karbon dioksida ( $\text{CO}_2$ ),
- Metana ( $\text{CH}_4$ ),
- Nitrous oxide ( $\text{N}_2\text{O}$ ),
- Hydrofluorocarbons (HFCs),
- Per fluorocarbons (PFCs), dan
- Sulphur hexafluoride ( $\text{SF}_6$ ).

Konsentrasi gas rumah kaca yang tinggi di atmosfer menyebabkan radiasi matahari yang dipantulkan kembali oleh permukaan bumi ke luar atmosfer semakin sedikit. Radiasi matahari tersebut sebagian diserap oleh gas-gas rumah kaca dan sebagian dipantulkan kembali ke segala arah. Efek dari proses tersebut

adalah semakin meningkatnya suhu atmosfer bagian bawah dan suhu permukaan bumi.

Meningkatnya suhu bumi yang sangat ekstrim akibat menebalnya gas rumah kaca di atmosfer mengakibatkan sistem iklim yang sudah terbentuk sejak dimulainya kehidupan di bumi berusaha menyesuaikan diri. Ketika bumi menerima energi dari matahari dalam jangka panjang, energi tersebut harus kembali dilepaskan ke luar angkasa agar kondisi bumi tidak terlalu panas. Gas rumah kaca yang semakin tebal menyebabkan pelepasan energi tersebut ke luar angkasa menjadi terhambat. Hal ini mengharuskan sistem iklim untuk menyesuaikan diri agar terjadi keseimbangan antara energi yang diterima dengan energi yang dilepaskan. Perubahan-perubahan yang terjadi akibat penyesuaian yang dilakukan oleh sistem iklim antara lain ditandai dengan berubahnya tutupan awan dan pola angin yang mempengaruhi cuaca di bumi.

Pemanasan global dan perubahan iklim di Indonesia antara lain ditandai dengan musim kemarau yang berkepanjangan dan curah hujan yang lebih lebat. Kedua perubahan terhadap musim tersebut menyebabkan berubahnya pola tanam di sektor pertanian yang berpotensi mengganggu ketahanan pangan. Selain itu perubahan iklim juga menyebabkan meningkatnya tinggi permukaan air akibat mencairnya es di permukaan bumi sehingga mengancam keberadaan wilayah-wilayah pesisir yang produktif. Keanekaragaman hayati di perairan juga terpengaruh akibat meningkatnya suhu perairan.

Perhatian dunia terhadap kondisi di atas, terutama oleh negara-negara industri maju, diwujudkan dengan pembentukan *The United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) pada tahun 1992. Tujuan dibentuknya konvensi ini yaitu untuk menciptakan stabilitas kadar gas rumah kaca di atmosfer pada suatu tingkat dimana bahaya interferensi antropogenik terhadap sistem iklim dapat dicegah. Kondisi ini harus dicapai dalam jangka waktu tertentu agar ekosistem bumi dapat beradaptasi secara alamiah terhadap perubahan iklim, produksi pangan tidak terganggu, dan pertumbuhan ekonomi tetap berjalan secara berkelanjutan.

Sebagai langkah nyata dalam rangka mewujudkan tujuan dari UNFCCC maka pada tahun 1997 dalam sebuah perundingan tingkat tinggi yang berlangsung

di Kyoto, Jepang, UNFCCC menghasilkan konsensus untuk mengadopsi suatu protokol. Protokol yang disebut dengan Protokol Kyoto ini mewajibkan negara-negara yang termasuk ke dalam Annex I seperti yang disebutkan dalam perjanjian UNFCCC, untuk menurunkan jumlah emisi gas rumah kaca yang dihasilkannya setidaknya sebesar 5% dibawah jumlah emisi pada tahun 1990. Kewajiban ini berlaku pada periode komitmen tahun 2008 sampai dengan 2012 (Article 3, Protokol Kyoto).

Protokol Kyoto memuat tiga mekanisme yang dapat ditempuh oleh negara-negara Annex I dalam memenuhi kewajibannya untuk mengurangi jumlah emisinya yaitu:

- Joint Implementation (JI),
- Emission Trading, dan
- Clean Development Mechanism (CDM).

Ketiga mekanisme ini memberikan kemudahan dan keuntungan bagi negara-negara Annex I dalam memenuhi target pengurangan emisinya dengan memberikan kesempatan untuk melakukannya di negara-negara lain yang mungkin akan membutuhkan biaya lebih sedikit dibandingkan bila dilakukan di negaranya.

Joint Implementation adalah mekanisme yang hanya dapat dilakukan diantara negara-negara yang termasuk ke dalam Annex I. Mekanisme ini memungkinkan suatu negara Annex I untuk melaksanakan proyek yang dapat mengurangi atau menghilangkan emisi karbon di negara Annex I lainnya. Keluaran dari pelaksanaan mekanisme ini adalah berupa *Emission Reduction Unit* (ERU) yang dapat digunakan oleh negara-negara *Annex I* untuk memenuhi target pengurangan emisinya.

Emission trading (perdagangan emisi) muncul karena adanya kemungkinan bagi suatu negara *Annex I* untuk memindahkan atau memperoleh ERU ke atau dari negara *Annex I* lainnya. Mekanisme perdagangan emisi serupa dengan mekanisme joint implementation yaitu hanya berlaku bagi negara-negara yang termasuk ke dalam Annex I. ERU yang berasal dari suatu negara Annex I tidak dihitung sebagai pengurangan emisi dari negara asal namun dianggap sebagai pengurangan emisi bagi negara *Annex I* yang membelinya.



Clean Development Mechanism (CDM) merupakan mekanisme yang lebih fleksibel dari kedua mekanisme di atas karena mekanisme ini melibatkan partisipasi negara-negara yang tidak termasuk ke dalam Annex I. Tujuan utama dari CDM adalah memperluas kemungkinan negara-negara Annex I untuk memenuhi target pengurangan emisi yang telah ditetapkan bagi negaranya. CDM memungkinkan negara-negara Annex I melakukan upaya pengurangan emisi dengan biaya yang lebih murah dibandingkan jika dilakukan di negaranya atau di negara Annex I lainnya. Disamping itu, CDM juga diharapkan dapat membantu negara-negara yang tidak termasuk ke dalam *Annex I* untuk berpartisipasi dalam rangka mencapai tujuan akhir dari UNFCCC serta mampu melaksanakan pembangunan yang berkelanjutan.

Dalam pelaksanaannya, skema CDM harus memberikan manfaat nyata, terukur, dan jangka panjang bagi negara-negara *non Annex I* tempat dilaksanakannya proyek CDM berupa pembangunan yang berkelanjutan. Keluaran dari proyek CDM berupa bukti pengurangan emisi yang disebut Certified Emission Reduction (CER) yang setara dengan 1 ton CO<sub>2</sub>. Negara Annex I yang terlibat dalam proyek CDM dapat melakukan klaim terhadap CER yang dihasilkan sebagai pengurangan emisi bagi negara tersebut. CER tersebut juga dapat dipindahkan ke negara-negara Annex I lainnya melalui mekanisme emission trading. Partisipasi CDM di negara-negara non Annex I dapat melibatkan pemerintah ataupun swasta dengan mengacu kepada panduan-panduan yang ditetapkan oleh CDM-Executive Board.

### **2.3    Prosedur Penghitungan Faktor Emisi *Baseline***

Prosedur penghitungan faktor emisi baseline dari suatu sistem pembangkit listrik menggunakan metode yang telah ditetapkan oleh CDM-Executive board yaitu metode Option 01 of AM0029, the build margin, calculated according to – “Tool to calculate emission factor for an electricity system”. Penghitungan faktor emisi baseline dalam metode ini dilakukan dengan menghitung faktor emisi yang dihasilkan oleh dua jenis kelompok pembangkit yaitu *Operating Margin* (OM) dan *Build Margin* (BM). Nilai faktor emisi baseline adalah nilai akumulasi antara OM dan BM disebut sebagai *Combine Margin* (CM). Metode perhitungan ini

dikembangkan sebagai salah satu acuan dalam penyusunan *Project Design Document* (PDD) dari suatu proyek pembangunan pembangkit listrik yang akan diajukan melalui mekanisme CDM (proyek CDM). Dokumen PDD ini kemudian akan disahkan oleh CDM-Executive board.

Prosedur penghitungan faktor emisi *baseline* secara umum terdiri atas enam langkah[2], sebagai berikut:

1. Langkah 1: Mengidentifikasi sistem ketenagalistrikan yang terkait.
2. Langkah 2: Memilih metode penghitungan faktor emisi di *Operating Margin* (OM).
3. Langkah 3: Menghitung faktor emisi OM berdasarkan metode yang dipilih.
4. Langkah 4: Mengidentifikasi kelompok pembangkit yang akan dimasukkan ke dalam penghitungan *build margin* (BM).
5. Langkah 5: Menghitung faktor emisi BM.
6. Langkah 6: menghitung faktor emisi CM.

### **2.3.1 Mengidentifikasi Sistem Ketenagalistrikan Terkait**

Sistem ketenagalistrikan yang akan dihitung faktor emisi baseline-nya terdiri atas sekumpulan pembangkit listrik yang secara fisik terhubung dengan pembangkit listrik yang akan dimasukkan ke dalam proyek CDM.

### **2.3.2 Memilih Metode Perhitungan Faktor Emisi *Operating Margin* (OM)**

Penghitungan faktor emisi dari kelompok pembangkit yang termasuk ke dalam OM berdasarkan atas beberapa metode di bawah ini:

1. *Simple OM*.
2. *Simple adjusted OM*.

Metode tersebut diatas dapat digunakan untuk menentukan besaran faktor emisi pada OM, namun untuk simple OM ada persyaratan khusus yang harus dipenuhi yaitu pembangkit-pembangkit yang termasuk ke dalam jenis low cost/must run kontribusinya terhadap sistem tidak lebih dari 50% (lima puluh persen) dari total pembangkitan dalam rata-rata selama lima tahun terakhir atau dari rata-rata jangka panjang produksi pembangkit listrik tenaga air.

Data-data pendukung yang dapat dijadikan acuan dalam penghitungan faktor emisi menggunakan metode *simple OM*, *simple adjusted OM*, dan *average OM* adalah sebagai berikut sebagai berikut:

- *Ex ante*: Data sistem ketenagalistrikan selama tiga tahun terakhir terhitung sejak waktu penyerahan PDD kepada CDM-Executive board untuk dilakukan validasi tanpa perlu melakukan pengawasan dan penghitungan ulang faktor emisi selama periode kredit berlangsung.
- *Ex post*: Data yang tersedia pada saat proyek CDM terhubung ke sistem dan memerlukan pembaharuan selama masa pengawasan. Jika data yang dibutuhkan untuk penghitungan pada tahun *y* hanya akan tersedia dalam waktu lebih dari 6 bulan sejak berakhirnya tahun *y* maka data pada tahun *y-1* bisa digunakan. Jika data yang dibutuhkan hanya akan tersedia dalam waktu lebih dari 18 bulan sejak berakhirnya tahun *y* maka data pada tahun *y-2* dapat digunakan.

Data yang digunakan untuk penghitungan dengan metode *dispatch data analysis OM* adalah pada tahun proyek CDM tersambung ke dalam sistem dan dilakukan pembaharuan nilai faktor emisi setiap tahun selama masa pengawasan.

### **2.3.3 Menghitung Faktor Emisi OM Berdasarkan Metode Yang Dipilih.**

#### **2.3.3.1 Simple OM**

Faktor emisi dengan metode *simple OM* dihitung sebagai emisi CO<sub>2</sub> rata-rata pembangkit per unit netto listrik yang dibangkitkan oleh seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem tidak termasuk pembangkit listrik jenis low cost/must run. Dalam perhitungan *simple OM* terdapat tiga pilihan rumus yang bisa digunakan berdasarkan datanya yaitu:

- Pilihan A, berdasarkan data konsumsi bahan bakar dan pembangkitan listrik netto dari setiap pembangkit listrik,
- Pilihan B, berdasarkan data pembangkitan listrik netto, efisiensi rata-rata dari setiap pembangkit listrik, dan jenis bahan bakar yang digunakan oleh setiap pembangkit,

- Pilihan C, berdasarkan data pembangkitan listrik netto total dari setiap pembangkit listrik yang melayani sistem, jenis bahan bakar, dan konsumsi bahan bakar total.

(1) Pilihan A:

Rumus jika pilihan A yang digunakan adalah sebagai berikut :

$$EF_{\text{grid,OM-adj,y}} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{\text{CO}_2,i,y}}{EG_v} \quad (2.1)$$

dimana,

- $EF_{\text{grid,Omsimple,y}}$  = Faktor emisi *Simple OM*  $\text{CO}_2$  pada tahun  $y$  ( $\text{tCO}_2/\text{MWh}$ )
- $FC_{i,m,y}$  = Jumlah bahan bakar fosil jenis  $i$  yang dipakai oleh pembangkit listrik / unit  $m$  pada tahun  $y$  (massa atau volume)
- $NCV_{i,y}$  = Nilai kalori murni (kandungan energi) (*net calorific value*) bahan bakar fosil jenis  $i$  pada tahun  $y$  ( $\text{GJ}/(\text{massa atau volume})$ )
- $EF_{\text{CO}_2,i,y}$  = Faktor emisi  $\text{CO}_2$  dari bahan bakar fosil jenis  $i$  pada tahun  $y$  ( $\text{tCO}_2/\text{GJ}$ )
- $EG_{m,y}$  = Energi listrik netto yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem (grid) oleh pembangkit listrik  $m$  pada tahun  $y$  ( $\text{MWh}$ )
- $M$  = Seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem pada tahun  $y$  kecuali pembangkit jenis *low cost/must run*
- $i$  = Semua jenis bahan bakar fosil yang dibakar di pembangkit listrik  $m$  pada tahun  $y$
- $y$  = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*

(2) Pilihan B:

Rumus yang digunakan jika pilihan B yang dipilih adalah sebagai berikut :

$$EF_{\text{grid,OMsimple,y}} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{\text{EL},m,y}}{\sum EG_{m,y}} \quad (2.2)$$

dimana,

$EF_{grid,Omsimple,y}$  = Faktor emisi *Simple OM* CO<sub>2</sub> pada tahun  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)

$EF_{EL,m,y}$  = Faktor emisi CO<sub>2</sub> dari pembangkit listrik  $m$  pada tahun  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)

$EG_{m,y}$  = Energi listrik netto yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem (grid) oleh pembangkit listrik  $m$  pada tahun  $y$  (MWh)

$m$  = Seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem pada tahun  $y$  kecuali pembangkit jenis *low cost/must run*  
 $y$  = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*

Faktor emisi CO<sub>2</sub> dari setiap pembangkit  $m$  dihitung berdasarkan:

• **Pilihan B1**, jika data konsumsi bahan bakar dan energi listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit  $m$  tersedia maka  $EF_{EL,m,y}$  ditentukan dengan rumus:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (2.3)$$

dimana,

$EF_{EL,m,y}$  = Faktor emisi CO<sub>2</sub> dari pembangkit listrik  $m$  pada tahun  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)

$FC_{i,m,y}$  = Jumlah bahan bakar fosil jenis  $i$  yang dipakai oleh pembangkit listrik / unit  $m$  pada tahun  $y$  (massa atau volume)

$NCV_{i,y}$  = Nilai kalori murni (kandungan energi) (*net calorific value*) bahan bakar fosil jenis  $i$  pada tahun  $y$  (GJ/(massa atau volume))

$EF_{CO2,i,y}$  = Faktor emisi CO<sub>2</sub> dari bahan bakar fosil jenis  $i$  pada tahun  $y$  (tCO<sub>2</sub>/GJ)

$EG_{m,y}$  = Energi listrik netto yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem (grid) oleh pembangkit listrik  $m$  pada tahun  $y$  (MWh)

- $m$  = Seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem pada tahun  $y$  kecuali pembangkit jenis *low cost/must run*
- $i$  = Semua jenis bahan bakar fosil yang dibakar di pembangkit listrik  $m$  pada tahun  $y$
- $y$  = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*
- **Pilihan B2**, jika data yang tersedia pada pembangkit hanya data jenis bahan bakar yang digunakan dan jumlah energi yang dibangkitkan, maka rumus yang digunakan adalah sebagai berikut :

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \cdot 3.6}{\eta_{m,y}} \quad (2.4)$$

dimana,

$EF_{EL,m,y}$  = Faktor emisi  $CO_2$  dari pembangkit listrik  $m$  pada tahun  $y$  ( $tCO_2/MWh$ )

$EF_{CO_2,m,i,y}$  = Faktor emisi  $CO_2$  rata-rata dari jenis bahan bakar jenis  $i$  yang dipakai pembangkit  $m$  pada tahun  $y$  ( $tCO_2/GJ$ ), jika pembangkit listrik  $m$  menggunakan beberapa jenis bahan bakar, maka jenis bahan bakar yang digunakan dalam perhitungan adalah yang memiliki emisi  $CO_2$  terendah.

$\eta_{m,y}$  = Efisiensi pembangkit listrik  $m$  dalam mengkonversikan energi ( $tCO_2/GJ$ )

$y$  = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*

- **Pilihan B3**, digunakan jika data yang tersedia di pembangkit  $m$  hanya mengenai listrik yang dibangkitkan.

(3) Pilihan C:

Rumus yang digunakan bila pilihan C yang dipilih adalah sebagai berikut :

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{EG_y} \quad (2.5)$$

dengan,

- $EF_{grid,OMsimple,y}$  = Faktor emisi *simple* OM CO<sub>2</sub> pada tahun  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)
- $FC_{i,y}$  = Jumlah bahan bakar fosil jenis  $i$  yang dipakai oleh sistem ketenagalistrikan pada tahun  $y$  (massa atau volume)
- $NCV_{i,y}$  = Nilai kalori murni (kandungan energi) (*net calorific value*) bahan bakar fosil jenis  $i$  pada tahun  $y$  (GJ/(massa atau volume))
- $EF_{CO_2,i,y}$  = Faktor emisi CO<sub>2</sub> dari bahan bakar fosil jenis  $i$  pada tahun  $y$  (tCO<sub>2</sub>/GJ)
- $EG_y$  = Energi listrik netto yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem (grid) oleh seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem, tidak termasuk *low cost/must run* pada tahun  $y$  (MWh)
- $I$  = Semua jenis bahan bakar fosil yang dibakar di pembangkit listrik  $m$  pada tahun  $y$
- $y$  = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*

### 2.3.3.2 Simple Adjusted OM

Metode *simple adjusted* OM merupakan variasi dari *simple* OM, dimana pembangkit-pembangkit listrik dibedakan menjadi 2 yaitu pembangkit *low cost/must run* ( $k$ ) dan pembangkit selain *low cost/must run* ( $j$ ). Penghitungan dengan metode *simple adjusted* OM dapat dilakukan dengan dua cara yaitu:

- Berdasarkan data konsumsi bahan bakar dan energi listrik netto yang dibangkitkan oleh setiap pembangkit (Cara A), sebagai berikut :

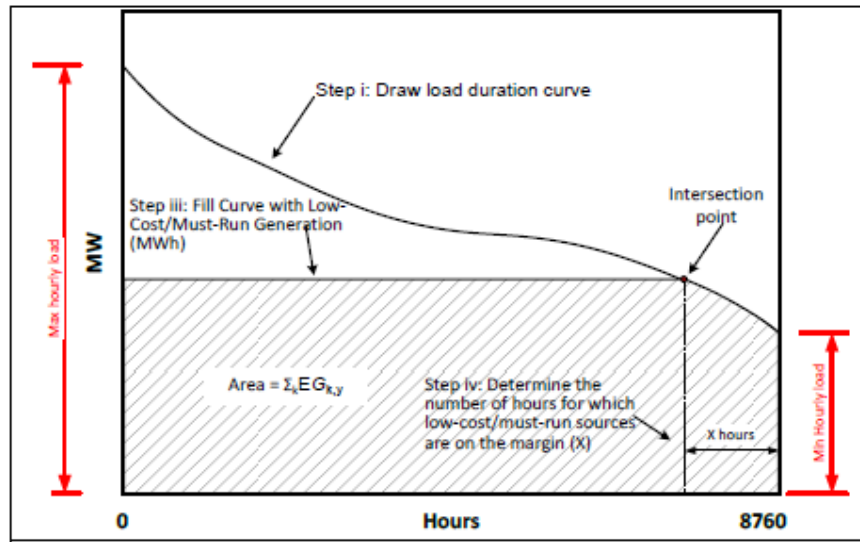
$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \times \frac{\sum_j FC_{ij,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{\sum_j EG_y} + \lambda_y \times \frac{\sum_k FC_{ik,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

- Berdasarkan data energi listrik netto yang dibangkitkan, efisiensi rata-rata, dan jenis bahan bakar yang dipakai oleh setiap pembangkit listrik (Cara B), sebagai berikut:

$$EF_{\text{grid,OM-adj},y} = (1 - \lambda_y) \times \frac{\sum_j FC_{ij,y} \times EF_{EL,j,y}}{\sum_j EG_{j,y}} + \lambda_y \times \frac{\sum_k FC_{ik,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

$FC_{i,j,y}$ ,  $FC_{i,k,y}$ ,  $NCV_{i,y}$ ,  $EF_{CO2,i,y}$ ,  $EG_{j,y}$ ,  $EG_{k,y}$ ,  $EF_{EL,j,y}$ , dan  $EF_{EL,k,y}$  memiliki definisi yang sama dengan yang digunakan pada metode *simple OM*.

$\lambda_y$  didefinisikan sebagai <sup>[2]</sup> :



Gambar 2.1. Cara menentukan  $\lambda_y$  dalam metode *simple adjusted OM*.

Sumber : Tools to Calculate the Emission Factor for an Electricity System  
Versi 05.0.

Langkah-langkah dalam menentukan besarnya lambda ( $\lambda_y$ ) seperti ditunjukkan oleh Gambar 2.1. adalah sebagai berikut:

Langkah 1. Membuat kurva lama beban (*load duration curve*).

Langkah 2. Mengumpulkan data dari setiap pembangkit listrik. Menghitung energi listrik total yang dibangkitkan per tahun (MWh) oleh pembangkit listrik *low cost/must run*.



Langkah 3. Buat garis horisontal melalui kurva beban harian sedemikian sehingga luas area di bawah kurva (MW dikalikan dengan jam) sama dengan energi listrik total seperti perhitungan pada Langkah 2.

Langkah 4. Menentukan jumlah jam pembangkit *low cost/must run* berada di dalam sistem selama tahun  $y$ . Pertama menentukan perpotongan antara garis horisontal yang dibuat pada Langkah 3 dengan kurva beban harian yang dibuat pada Langkah 1. Jumlah jam yang terdapat di sebelah kanan dari perpotongan merupakan jumlah jumlah jam pembangkit *low cost/must run* berada di dalam sistem pada tahun  $y$ . Jika tidak terdapat perpotongan maka dapat disimpulkan bahwa pembangkit *low cost/must run* tidak muncul di sistem sehingga  $\lambda_y$  dapat dianggap sama dengan nol.

### 2.3.4 Mengidentifikasi Kelompok Pembangkit *Build Margin* (BM).

Pembangkit-pembangkit  $m$  yang akan digunakan untuk menghitung *build margin* (BM) terdiri atas:

1. Lima pembangkit yang termasuk kelompok pembangkit baru, atau
2. Pembangkit-pembangkit terbaru di dalam sistem yang jumlah total kapasitas pembangkitannya mencapai 20% (dua puluh persen) dari total pembangkitan sistem.

Penentuan usia pembangkit dihitung berdasarkan saat pembangkit tersebut mulai terhubung ke sistem. Pembangkit yang terdaftar sebagai proyek CDM tidak termasuk ke dalam kelompok BM.

### 2.3.5 Menghitung faktor emisi *Build Margin* (BM)

Penghitungan faktor emisi BM adalah sebagai berikut <sup>[2]</sup>:

$$EF_{\text{grid,BM},y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{\text{EL},m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (2.6)$$

dimana,

$EF_{\text{grid,BM},y}$  = Faktor emisi  $\text{CO}_2$  BM pada tahun  $y$  ( $\text{tCO}_2/\text{MWh}$ )

$EG_{m,y}$  = Energi Listrik yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem oleh pembangkit  $m$  pada tahun  $y$  (MWh)  
 $EF_{EL,m,y}$  = Faktor emisi  $CO_2$  dari pembangkit  $m$  pada tahun  $y$  ( $tCO_2$ /MWh)  
 $m$  = Pembangkit yang termasuk BM  
 $y$  = Tahun terkini dimana data mengenai pembangkitan listrik tersedia

### 2.3.6 Menghitung Faktor Emisi *Combine Margin* (CM)

Faktor emisi CM dihitung menggunakan rumus <sup>[2]</sup> :

$$EF_{grid,BM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} \times EF_{grid,OM,y} \times w_{BM} \quad (2.7)$$

dimana,

$EF_{grid,BM,y}$  = Faktor emisi  $CO_2$  BM pada tahun  $y$  ( $tCO_2$ /MWh)

$EF_{grid,OM,y}$  = Faktor emisi  $CO_2$  OM pada tahun  $y$  ( $tCO_2$ /MWh)

$w_{OM}$  = *Weighting* faktor emisi OM (%)

$w_{BM}$  = *Weighting* faktor emisi BM (%)

Nilai  $w_{OM}$  dan  $w_{BM}$  ditentukan sebagai berikut:

- Bila proyek CDM yang didaftarkan berupa pembangkit listrik tenaga angin dan tenaga surya maka nilai  $w_{OM} = 0,75$  dan  $w_{BM} = 0,25$  untuk masa kredit pertama dan berikutnya.
- Bila proyek CDM selain pembangkit listrik tenaga angin dan tenaga surya maka nilai  $w_{OM} = 0,5$  dan  $w_{BM} = 0,5$  untuk masa kredit pertama dan  $w_{OM} = 0,5$  dan  $w_{BM} = 0,5$  untuk masa kredit kedua dan ketiga.
- Nilai  $w_{OM}$  dan  $w_{BM}$  selain ketentuan di atas bisa saja dipakai selama nilai  $w_{OM} + w_{BM} = 1$ .

Nilai faktor emisi CM merupakan nilai faktor emisi baseline dari suatu sistem ketenagalistrikan.

### 2.4 Prosedur Umum Penghitungan Pengurangan Emisi

Pengurangan emisi  $CO_2$  merupakan tujuan dari proyek-proyek yang terdaftar sebagai proyek CDM. Untuk proyek pembangkit listrik yang terhubung

ke suatu sistem, besarnya pengurangan emisi CO<sub>2</sub> ditentukan dengan menghitung selisih antara faktor emisi *baseline* proyek dengan emisi CO<sub>2</sub> ekuivalen yang dihasilkan oleh proyek tersebut selama setahun.

Langkah-langkah penghitungan pengurangan emisi adalah sebagai berikut:

$$BE_y = EG_y \times EF_{BLCO_2 y} \quad (2.8)$$

Dimana,

$BE_y$  = Emisi *baseline* (tCO<sub>2</sub>)

$EG_y$  = Energi listrik (MWh/tahun)

$EF_{BLCO_2 y}$  = Faktor emisi *baseline* (tCO<sub>2</sub>/MWh)

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (2.9)$$

Dimana,

$ER_y$  = Pengurangan emisi (tCO<sub>2</sub>)

$PE_y$  = Emisi dari PLTGU (tCO<sub>2</sub>)

$L_y$  = Emisi akibat kebocoran (diasumsikan sama dengan nol) (tCO<sub>2</sub>)

### Project Emissions

$$PE_y = \sum_f FC_{f,y} * COEF_{f,y}$$

$$PE_y = FC_{NG,y} \cdot COEF_{NG,y} + FC_{HSD,y} \cdot COEF_{HSD,y}$$

Dan

$$COEF_{NG,y} = NCV_{NG,y} \cdot EF_{co2,NG,y} \cdot OXID_{NG}$$

$$PE_y = FC_{NG,y} \cdot COEF_{NG,y} + FC_{HSD,y} \cdot COEF_{HSD,y}$$

Untuk perhitungan emisi proyek Ex-ante, yHSDFC, telah dianggap nihil.

Kemudian

$$PE_y = FC_{NG,y} \cdot COEF_{NG,y}$$

### Kebocoran

Emisi kebocoran akibat emisi CH<sub>4</sub>

$$LE_{CH_4,y} = (FC_y \cdot NCV_y \cdot EF_{NG,upstream,CH_4} - EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,upstream,CH_4}) \cdot GWP_{CH} \quad (2.10)$$

Dimana:

$FC_{NG,y}$	Total volume gas alam yang dibakar di pabrik proyek (m <sup>3</sup> atau sejenisnya) di tahun ini
$COEF_{NG,y}$	Koefisien emisi CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> / m <sup>3</sup> atau yang sejenis) pada tahun y untuk gas alam
$FC_{HSD,y}$	Total volume minyak diesel dibakar di pabrik proyek (m <sup>3</sup> atau sejenisnya) di tahun ini
$COEF_{HSD,y}$	Koefisien emisi CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> / m <sup>3</sup> atau sejenisnya) pada tahun y untuk minyak diesel

8640 jam / tahun, sisa 5 hari Pembangkit akan ditutup untuk jasa pemeliharaan

## 2.5 *Net Calorific Value* (NCV)

Kandungan utama dari suatu jenis bahan bakar yang menghasilkan panas adalah karbon dan hidrogen. Dua elemen inilah yang memberikan kontribusi paling besar terhadap nilai kalori dari suatu jenis bahan bakar. Selain dua elemen tersebut pada dasarnya juga terdapat elemen-elemen lain yang terkandung di dalam suatu jenis bahan bakar, namun kontribusi elemen-elemen tersebut terhadap nilai kalorinya sangat kecil atau hampir tidak ada sama sekali.

Pada saat pembakaran (*combustion*), hidrogen dan karbon yang bereaksi dengan oksigen menghasilkan panas. Hidrogen yang bereaksi dengan oksigen akan menghasilkan air dalam bentuk uap akibat suhu yang tinggi pada saat pembakaran. Uap air ini hampir selalu terbuang ke udara bersama sisa-sisa pembakaran melalui saluran pembuangan dari tempat terjadinya proses pembakaran.

Gas-gas buang yang merupakan sisa pembakaran termasuk uap air akan mengalami pendinginan. Uap air tersebut kemudian berkondensasi ke bentuk cair sambil melepaskan panas. Panas yang muncul pada saat air berkondensasi ke bentuk cair tersebut disebut panas laten (*latent heat*) yang juga dibuang ke udara. Nilai panas akibat pembakaran bahan bakar tersebut terdiri atas dua jenis yaitu nilai kotor (*gross value*) dan nilai murni (*net value*).

Nilai panas kotor merupakan jumlah seluruh panas yang dilepaskan termasuk panas yang terkandung di dalam air pada saat proses pembakaran. Nilai panas kotor ini biasa disebut dengan *higher heating value* (HHV) atau *gross calorific value* (GCV). Sedangkan nilai panas murni adalah jumlah panas yang dilepaskan pada saat

pembakaran namun tidak termasuk panas yang terpakai untuk menguapkan air yang terbentuk akibat reaksi hidrogen dengan oksigen. Nilai panas murni biasa disebut *lower heating value* (LHV) atau *net calorific value* (NCV).

NCV untuk bahan bakar padat seperti batubara dan bahan bakar cair seperti HSD/IDO dan MFO nilainya sekitar 5% lebih rendah dari GCV. Sedangkan bahan bakar gas memiliki NCV yang nilainya 10% lebih rendah dari GCV<sup>3</sup>. Selisih antara nilai GCV dan NCV merupakan panas laten yang muncul pada saat pembakaran.

## **2.6 Konversi Karbon (C) Menjadi Karbondioksida (CO<sub>2</sub>)**

Bahan bakar fosil yang mengalami proses pembakaran akan menghasilkan karbon yang terlepas ke udara akibat proses tersebut. Hal ini berarti bahwa setiap pembakaran bahan bakar fosil akan menghasilkan emisi yang jumlahnya didefinisikan dalam satuan berat karbon contohnya dalam ton karbon (tC). Namun berdasarkan ketentuan internasional, jumlah emisi yang dihasilkan dari setiap proses pembakaran bahan bakar fosil wajib didefinisikan dalam satuan berat karbondioksida contohnya ton karbondioksida (tCO<sub>2</sub>).

Untuk memenuhi ketentuan tersebut di atas maka perlu dilakukan konversi terhadap jumlah berat karbon menjadi jumlah berat karbondioksida. Berat atomik karbon adalah 12, sedangkan berat atomik oksigen adalah 16. Jika digabungkan menjadi molekul karbondioksida, berat molekularnya adalah 44 yaitu terdiri atas 1 atom karbon seberat 12 dan 2 atom oksigen seberat 32. Hal ini berarti bahwa setiap 12 satuan berat karbon setara dengan 44 satuan berat karbondioksida, sehingga konversi dari karbon menjadi karbondioksida adalah sebagai berikut:

$$\text{Berat karbondioksida (CO}_2\text{)} = 44/12 \text{ berat karbon (C)} \quad (2.11)$$

## **2.7 Proses Pembangkitan Listrik PLTGU**

Pembangkit listrik siklus kombinasi merupakan sebuah sistem pembangkit yang memanfaatkan panas yang keluar dari turbin gas untuk menghasilkan uap yang digunakan untuk menggerakkan turbin uap. Pembangkit listrik tenaga gas yang ditambahkan siklus uap dapat menghasilkan daya yang lebih besar tanpa adanya panas yang terbuang sia – sia dari turbin gas. tenaga gas (PLTG) dikonversikan menjadi pembangkit listrik tenaga gas uap (PLTGU).

Pada pembangkit jenis ini terdapat dua prinsip siklus kerja, *topping cycle* dan *bottoming cycle*. *Topping cycle* adalah siklus dimana daya dihasilkan terlebih dahulu untuk menggerakkan prime mover primer, dan energi dari panas yang tersisa digunakan untuk menggerakkan prime mover sekunder. Prime mover sekunder yang digerakkan oleh energi dari panas yang dihasilkan oleh sistem ini disebut *bottoming cycle*. Siklus kombinasi yang biasa digunakan dalam pembangkitan listrik menggunakan uap sebagai fluida kerja pada *bottoming cycle*. Sebuah PLTGU biasanya menggunakan panas gas yang keluar dari turbin gas untuk menghasilkan uap pada boiler atau HRSG (Heat Recovery Steam Generator). Siklus kombinasi yang terdiri dari gabungan siklus Brayton dan siklus Rankine merupakan salah satu siklus yang paling efisien yang dapat digunakan dalam pembangkitan listrik. (Boyce, 2002).

Dalam kebanyakan PLTGU, *topping cycle* merupakan siklus turbin gas dan *bottoming cycle* merupakan siklus uap. Boyce (2002), menyebutkan bahwa efisiensi dari pembangkit listrik siklus kombinasi dapat mencapai 60%, dengan sekitar 60% daya listrik dihasilkan oleh turbin gas, dan sekitar 40% daya listrik dihasilkan oleh turbin uap. Turbin uap memanfaatkan energi yang terdapat pada gas buang sebagai sumber energi yang menggerakkannya. Energi yang dipindahkan dari gas buang ke HRSG biasanya sama dengan daya output dari turbin gas pada kondisi desain. Turbin gas dalam operasinya menggunakan prinsip siklus Brayton yang memiliki empat proses. Dua proses isentropik dan dua proses dengan temperatur konstan pada keadaan yang ideal.

Pembangkit listrik PLTGU yang merupakan siklus kombinasi mempunyai komponen utama yang terdiri dari :

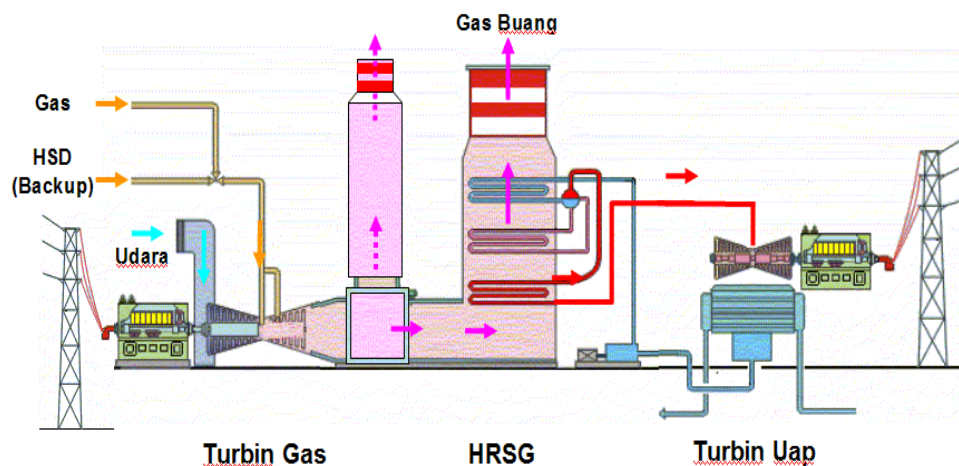
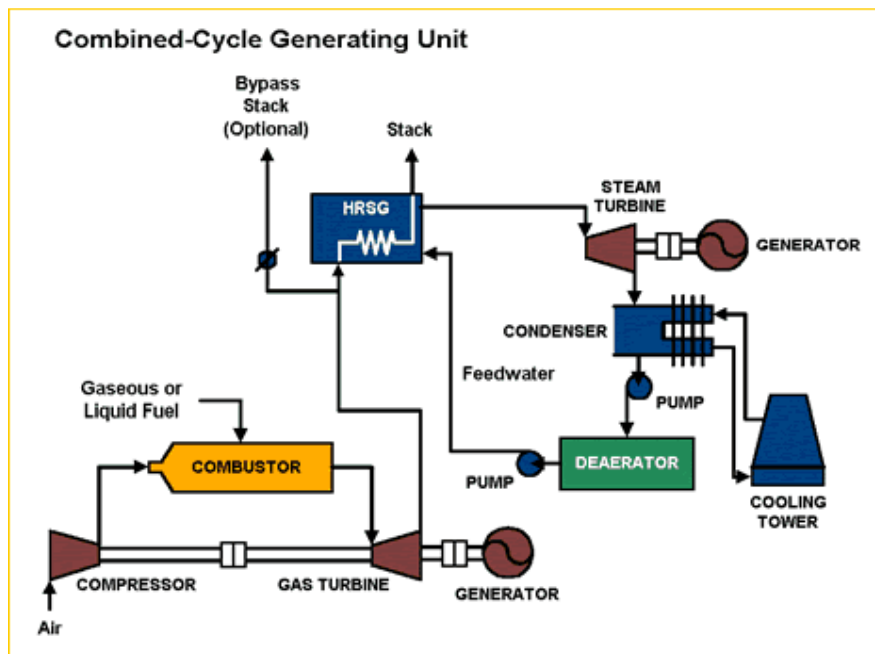
- PLTG dan alat bantu serta generator
- HRSG dan alat bantu
- Turbin uap dan alat bantu serta generator

Turbin gas dan alat bantu pada umumnya merupakan suatu paket set unit PLTG yang dapat berdiri sendiri maupun digabung menjadi siklus kombinasi. Susunan HRSG dan alat bantu harus dirancang agar dapat menyerap panas gas buang (*exhaust gas*) dari turbin gas seoptimal mungkin sehingga dapat menghasilkan uap dengan tekanan dan temperatur yang diperlukan untuk

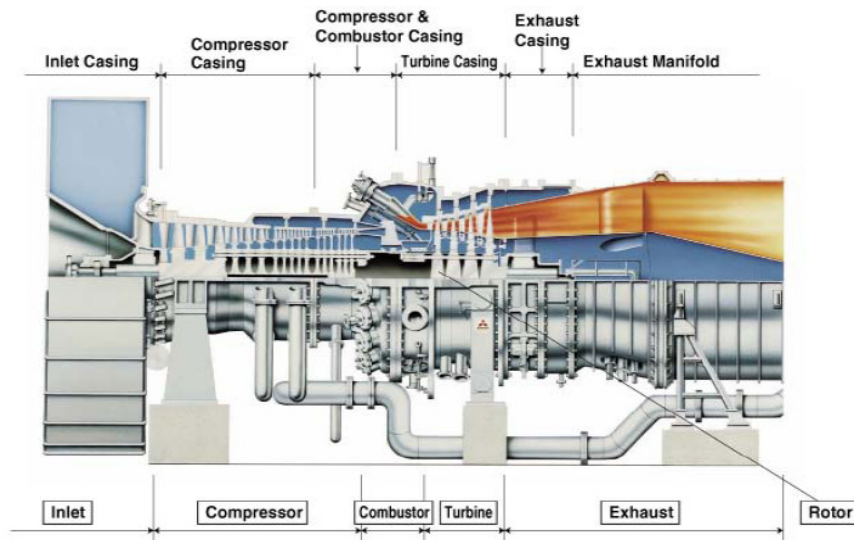
memutar turbin uap. Sistem sirkulasi air uap yang diterapkan disesuaikan dengan temperatur gas buang dari turbin gas agar fleksibel terhadap pembebanan.

Jumlah tingkat dan jumlah silinder dari turbin uap disesuaikan dengan tekanan dan temperatur uap yang dihasilkan oleh HRSG. Turbin uapnya biasanya non ekstraksi, karena pemanasan air dilakukan didalam HRSG.

Apabila PLTG akan digunakan dalam siklus kombinasi, maka panas gas buang harus mempunyai suhu sekitar 500 derajat Celcius agar dapat dimanfaatkan untuk menguapkan air didalam “*Heat Recovery Steam Generator*”.



Gambar 2.2. Prinsip Kerja Operasi PLTGU



Gambar 2.3. Struktur Dasar Turbine Gas

Ditinjau dari konfigurasi jumlah turbin gas dan *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG) dan turbin uapnya, suatu PLTGU dapat di susun dengan beberapa konfigurasi, tetapi umumnya dibedakan menjadi 3, yaitu :

- Konfigurasi : 1 turbin gas (GT), 1 HRSG, 1 turbin uap (ST) = konfigurasi 1 – 1 – 1
- Konfigurasi : 2 turbin gas (GT), 2 HRSG, 1 turbin uap (ST) = konfigurasi 2 – 2 – 1
- Konfigurasi : 3 turbin gas (GT), 3 HRSG, 1 turbin uap (ST) = konfigurasi 3 – 3 – 1

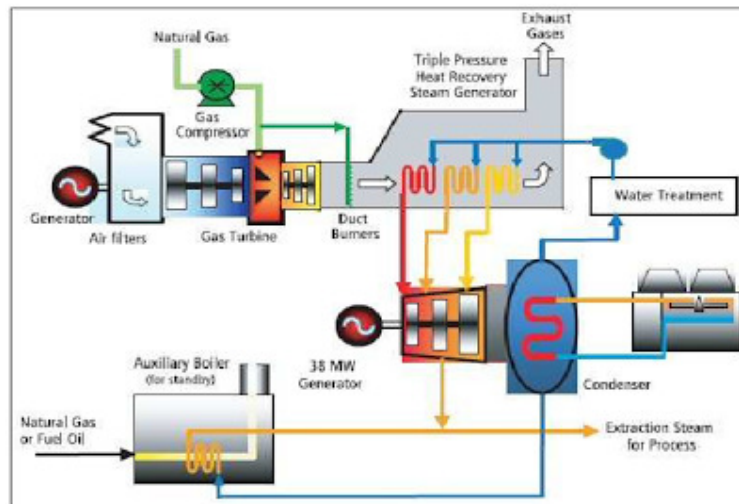
### **Konfigurasi 1 – 1 – 1**

Konfigurasi ini merupakan PLTGU yang paling sederhana karena hanya terdiri dari 1 turbin gas (GT), 1 HRSG dan 1 turbin uap (ST). Pada sebagian PLTGU ini bahkan generatornya hanya satu sehingga turbin gas, turbin uap dan generator merupakan mesin satu poros (*single shaft combined cycle*). Posisi generator dapat berada diantara turbin gas dan turbin uap atau turbin uap diantara turbin gas dan generator.

Kelebihan susunan PLTGU 1–1–1 antara lain adalah mampu memenuhi kebutuhan permintaan daya secara cepat dan ekonomis, konsumsi air dan bahan



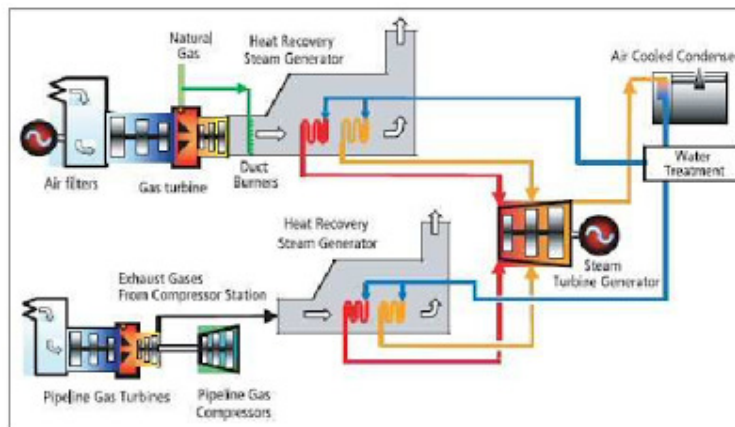
bakarnya rendah serta konsumsi listrik pemakaian sendiri (*works power*) juga rendah.



Gambar 2.4. Diagram PLTGU dengan konfigurasi 1 - 1 - 1

### Konfigurasi 2 - 2 - 1

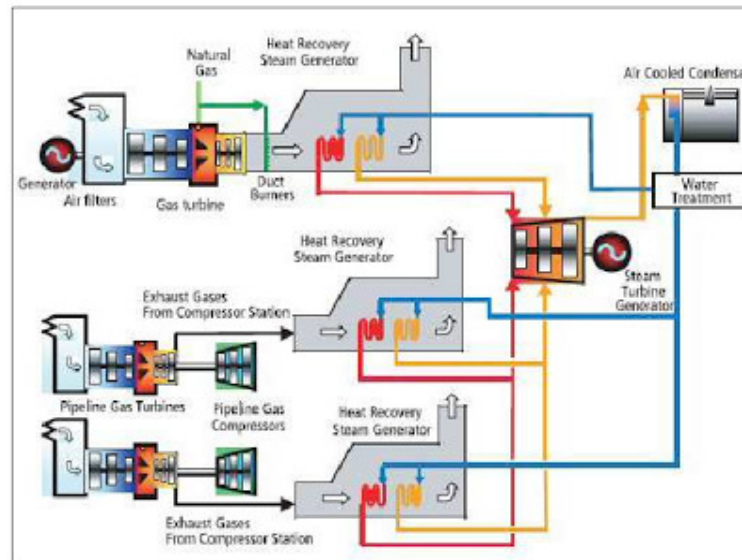
PLTGU dengan susunan 2-2-1 lebih fleksibel dalam pengoperasian maupun pemeliharaan dibanding susunan 1-1-1. Dengan susunan 2-2-1, apabila satu turbin gas terganggu, maka turbin gas yang lain tetap dapat beroperasi dalam siklus kombinasi. Sedangkan bila HRSG nya yang terganggu, maka turbin gas dapat beroperasi dalam mode siklus terbuka (*open cycle*).



Gambar 2.5. Diagram PLTGU dengan konfigurasi 2 - 2 - 1

### Konfigurasi 3 – 3 – 1

Konfigurasi 3–3–1 merupakan konfigurasi yang menghasilkan output daya paling besar dengan variasi operasi paling banyak.



Gambar 2.6. Diagram PLTGU dengan konfigurasi 3 - 3 - 1

Pengoperasian pembangkit PLTGU pada kondisi normal dikenal dengan istilah operasi 3-3-1. Operasi 3-3-1 (merupakan pengoperasian di PLTGU pada saat daya maksimal) adalah pengoperasian dengan tiga (3) pembangkit turbin gas, tiga (3) HRSG, dan satu (1) pembangkit turbin uap.

Proses produksi tenaga listrik secara garis besar dibagi menjadi dua proses pembangkitan yaitu:

#### 2.7.1 Operasi Pembangkit Listrik Tenaga Gas

Dari segi operasi mesin turbin gas tergolong unit yang masa start nya pendek, yaitu antara 15 – 30 menit, dan kebanyakan dapat di *Start* tanpa pasokan daya dari luar, yaitu menggunakan mesin diesel sebagai motor *Start*. Dari segi pemeliharaan, unit PLTG mempunyai selang waktu pemeliharaan yang pendek yaitu 4000 – 5000 jam operasi. Semakin sering mesin melakukan *Start – Stop*, makin pendek selang waktu pemeliharaannya. Walaupun jam operasi belum

mencapai 4000 jam, tetapi jika jumlah *startnya* telah mencapai 300 kali, maka sistem turbin gas tersebut harus mengalami pemeriksaan dan pemeliharaan.

Saat dilakukan pemeriksaan, hal – hal yang perlu mendapat perhatian khusus adalah bagian yang terkena aliran gas hasil pembakaran yang suhunya mencapai  $1300^{\circ}\text{C}$ , seperti ruang bakar, saluran gas panas dan sudu – sudu turbin. Bagian ini umumnya mengalami kerusakan sehingga perlu diperbaiki atau diganti.

Proses *Start – Stop* akan mempercepat proses kerusakan, karena proses ini merupakan proses pemuaian dan pengerutan yang tidak kecil. Hal ini disebabkan sewaktu unit dingin suhunya sama dengan suhu ruangan.

Dari segi efisiensi pemakaian bahan bakar unit sistem turbin gas tergolong unit termal yang efisiensinya paling rendah yaitu sekitar antara 15 – 25%. Dalam perkembang penggunaan PLTG di akhir ini digunakan unit turbin gas *Aero Derivative*, yaitu turbin gas pesawat terbang yang dimodifikasi menjadi turbin gas penggerak generator.

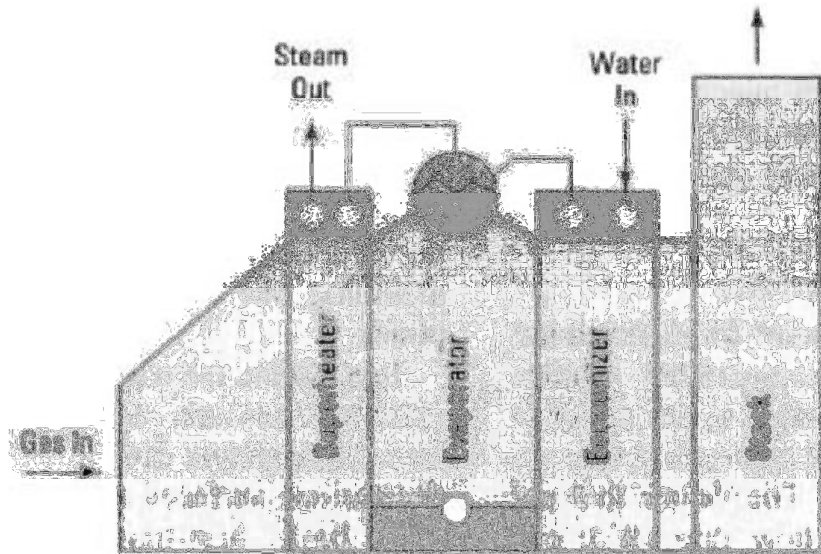
### **2.7.2 Heat Recovery Steam Generator (HRSG)**

Heat Recovery Steam Generator (HRSG) merupakan komponen paling penting dalam pembangkit listrik siklus kombinasi. HRSG merupakan tempat di mana uap dihasilkan dengan memanfaatkan panas dari gas buang turbin gas sehingga dapat dimanfaatkan untuk memutar turbin uap dan meningkatkan daya yang dihasilkan dan efisiensi pembangkit listrik. Secara teknis Kitto dan Stultz (2005) menyebutkan bahwa HRSG adalah penukar kalor counter-flow yang terdiri dari superheater, boiler (atau evaporator), dan economizer dari bagian masuknya gas buang hingga tempat keluarnya gas buang untuk memanfaatkan panas dari gas buang. HRSG dapat dapat dikonfigurasi dengan konfigurasi single pressure ataupun multi-pressure seperti yang terlihat pada Gambar 3. Konfigurasi ini disesuaikan dengan kebutuhan kapasitas pembangkit dan jumlah turbin uap yang digunakan. Desain dari HRSG pun dapat bermacam – macam tergantung dari kebutuhan. Aliran gas dapat berupa aliran horizontal maupun vertikal yang memiliki keunggulan dan kekurangannya masing – masing. Aliran gasnya pun dapat berupa aliran alami atau aliran paksa dengan menggunakan fan. HRSG dapat dipasangkan dengan gas turbin dari ukuran 1 MW hingga gas turbin dengan

ukuran 250 MW. Parameter – parameter tipikal pada HRSG dapat dilihat pada Tabel.

Tabel 2.1 Parameter Tipikal HRSG

Ukuran Turbin Gas (MW)	1 – 250
Laju aliran massa gas (kg/s)	0.32 – 630
Temperatur gas buang turbin gas (oC)	$\leq 649$
Temperatur supplemental firing (oC)	$\leq 889$
Laju aliran massa uap (kg/s)	1.9 – 76
Tekanan uap (MPa)	0.1 – 2.76
Temperatur uap (oC)	$\leq 541$



Gambar 2.7. Skema diagram HRSG

#### 2.7.2.1. Modul-Modul HRSG

*Economizer* adalah elemen HRSG yang berfungsi untuk memanaskan air umpan sebelum memasuki drum ketel dan evaporator sehingga proses penguapan lebih ringan dengan memanfaatkan gas buang dari HRSG yang masih tinggi sehingga memperbesar efisiensi HRSG karena dapat memperkecil kerugian panas yang dialami HRSG. Air yang masuk pada *evaporator* sudah pada temperatur tinggi sehingga pipa-pipa evaporator tidak mudah rusak karena perbedaan temperatur yang tidak terlalu tinggi.

*Evaporator* merupakan elemen HRSG yang berfungsi untuk mengubah air hingga menjadi uap jenuh. Pada *evaporator* biasanya kualitas uap sudah mencapai 0,8 – 0,98, sehingga sebagian masih berbentuk fase cair. *Evaporator* akan memanaskan uap air yang turun dari drum uap panas lanjut yang masih dalam fase cair agar berbentuk uap sehingga bisa diteruskan menuju *superheater*. Perpindahan panas yang terjadi pada *evaporator* adalah film pool boiling di mana air yang dipanaskan mendidih sehingga mengalami perubahan fase menjadi uap jenuh. Jenis evaporator ada 2 (dua) jenis yaitu *evaporator* bersirkulasi alami (bebas) dan evaporator bersirkulasi paksa (dengan pompa).

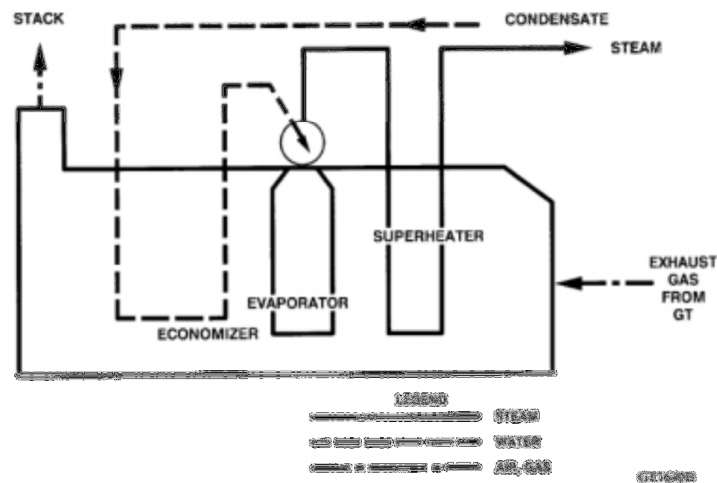
*Superheater* atau pemanas lanjut uap ialah alat untuk memanaskan uap jenuh menjadi uap panas lanjut (*superheat vapor*). Uap panas lanjut bila digunakan untuk melakukan kerja dengan jalan ekspansi di dalam turbin atau mesin uap tidak akan mengembun, sehingga mengurangi kemungkinan timbulnya bahaya yang disebabkan terjadinya pukulan balik (*back stroke*) yang diakibatkan mengembunnya uap belum pada waktunya sehingga menimbulkan vakum di tempat yang tidak semestinya di daerah ekspansi.

#### **2.7.2.2. Tingkat Tekanan HRSG**

Terdapat berbagai jenis tingkat tekanan yang dapat diaplikasikan dalam perancangan HRSG. Hal yang dapat menjadi pertimbangan dalam pemilihan jenis tekanan tertentu diantaranya faktor ekonomi, *footprint* (batas ruang), dan lain-lain. Berbagai tingkat tekanan tersebut adalah:

##### **□ *Single Pressure***

Tingkat tekanan ini merupakan jenis HRSG paling sederhana. Jenis ini hanya terdiri dari 1 tingkat tekanan dengan 1 *superheater*, 1 *evaporator*, dan 1 *economizer*. Dengan sistem yang sederhana ini, biaya instalasi dan ukuran HRSG menjadi lebih kecil dibandingkan dengan sistem tingkat tekanan lainnya. Skema diagram sistem ini dapat dilihat pada gambar 2.9.

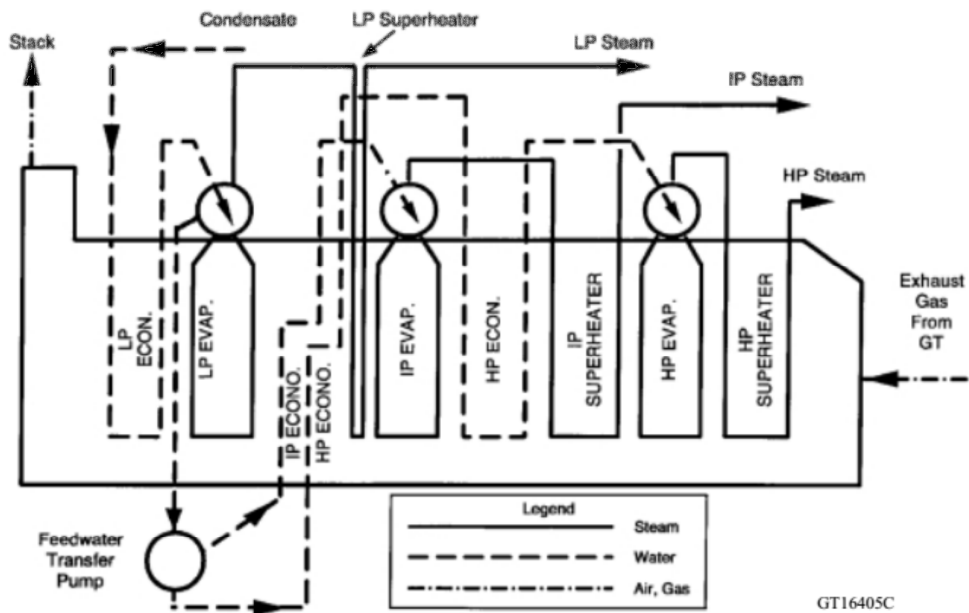


Gambar 2.8. Skema diagram *single pressure* HRSG

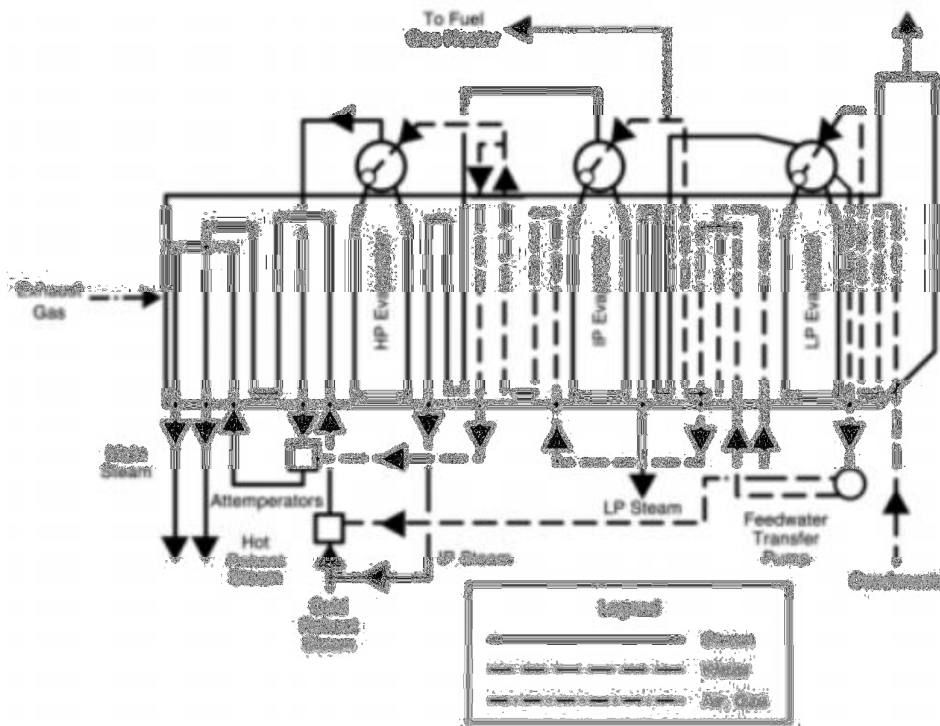
#### □ *Multi Pressure*

Jenis ini terdiri dari 2 atau 3 tingkat tekanan. Dengan sistem ini, biaya instalasi dan ukuran HRSG menjadi lebih besar dibandingkan dengan sistem 1 tingkat tekanan. Akan tetapi, pemanfaatan gas buang menjadi lebih efektif sehingga daya yang dihasilkan turbin uap lebih besar. Skema diagram sistem ini dapat dilihat pada gambar 2.9.

Untuk *multi pressure* sendiri dapat dilengkapi dengan sistem *reheater* pada depan HRSG dan dapat juga tidak. Sistem *reheater* ini berguna untuk memanaskan ulang uap tingkat tinggi dan tingkat menengah setelah masuk *superheater* agar temperaturnya lebih tinggi. Dengan konstruksi ini, ongkos instalasi akan meningkat dan wilayah dibutuhkan sebakin besar, akan tetapi efisiensi semakin meningkat. Skema diagram untuk *multi pressure* dengan sistem *reheat* dapat dilihat pada gambar 2.10.



Gambar 2.9. Skema diagram multi pressure HRSG



Gambar 2.10. Skema diagram *multi pressure* HRSG dengan sistem *reheat*

## 2.8 Posisi Penelitian terdahulu

Penelitian – penelitian terdahulu yang sudah mengaplikasikan metode CDM untuk memecahkan masalah dapat dilihat di Tabel 2.2

Tabel 2.2. Posisi penelitian terdahulu

No	Nama Peneliti	Judul dan tahun,	Metode	Tujuan	Metode Penelitian	Hasil
1	Mohammad Erfan Supriyadi	Analisis Kelayakan Investasi Pada Proyek Berbasis CDM ( <i>Clean Development Mechanism</i> ) Studi Kasus Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) PT Mitra Energi Batam di Pulau Batam : 2012	CDM	Kelayakan investasi dapat dilakukan analisa baik dari aspek financial maupun aspek non financial	Analisis kelayakan dilakukan dengan menggunakan berbagai indikator kelayakan keuangan diantaranya IRR proyek, IRR <i>equity</i> , NPV, dan periode pengembalian.	Investasi proyek berbasis Clean Development Mechanism (CDM) sangat menguntungkan, proyek tersebut dapat memberikan tambahan modal pembiayaan melalui mekanisme <i>carbon credit</i> dengan memperoleh sertifikasi pengurangan emisi.



2	Sri Dibyarti	<i>Project Value enhancement through CDM as an alternative strategic financing in combine cycle Turbine Power Plant at Sorong, Papua : 2011</i>	CDM	Untuk mengimplementasikan proyek dengan MPB dilakukan analisis manajemen risiko terhadap proses MPB untuk mendapatkan CER.	Analisis kelayakan dilakukan dengan menggunakan berbagai indikator kelayakan keuangan diantaranya IRR proyek, IRR <i>equity</i> , NPV, dan periode pengembalian. Dikombinasi dengan metoda simulasi Monte Carlo	Hasil analisis keuangan dengan dan tanpa menggunakan MPB, NPV bernilai positif dan IRR lebih besar dari WACC, maka proyek PLTGU Sorong adalah layak untuk diimplementasikan
3	Suryo Utomo	Analisis Potensi Clean Development Mechanism dan Peluang Pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi di	CDM	Menentukan kelayakan suatu Pembangkit untuk dijadikan proyek CDM dengan membandingkan IRR dari suatu Pembangkit dengan MARR-nya.	Menghitung faktor emisi <i>baseline</i> di sistem JAMALI menggunakan metode UNFCC <i>Tools to Calculate</i>	Bahwa Pembangkit yang paling layak dikembangkan adalah PLTP Salak Tahap I dengan kapasitas 165 MW.

		Sistem Ketenagalistrikan Jawa-Madura-Bali : 2009			<i>the Emission Factor for an Electricity System</i> Versi 01.1. Kemudian melakukan analisis nilai faktor emisi <i>baseline</i> di sistem JAMALI pada kondisi sebelum penambahan PLTU batubara dengan kondisi sesudahnya	
4	Penulis(dalam penelitian ini)	Kajian Kelayakan Teknis pada pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Tenaga Gas Siklus Gabungan dengan Clean		1. Mengetahui potensi <i>Clean Development Mechanism</i> (CDM) dan peluang pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap	Perhitungan faktor emisi baseline mengacu kepada metodologi yang disetujui oleh CDM-Executive board yang	Pengurangan emisi CO2 di kontribusikan ke sistem dapat ditekan hingga mencapai 3,539,078 tonnes of CO2e selama 10 tahun. analisis sensitivitas

		Development Mechanism		<p>(PLTGU) dengan teknologi <i>combined cycle system</i> di sistem ketenagalistrikan Kawasan Eco Industrial Park dengan menggunakan skema CDM .</p> <p>2. Penilaian analisis investasi terhadap Keekonomian PLTGU sebagai proyek CDM, dihitung dengan memasukkan pendapatan tambahan dari hasil penjualan kredit karbon dianalisa dengan</p>	<p>ditetapkan untuk CDM berskala besar, yaitu <i>Methodology AM0029 versi 02 for Grid-Connected Electricity Generation From Non Renewable and Less GHG Intensive Fuel</i> .</p>	<p>setelah pendapatan CER dimasukkan ke dalam <i>cashflow</i> terhadap faktor-faktor kritis yang diperoleh dari uji <i>additionality</i> dan harga CER menunjukkan bahwa nilai IRR 13.8% lebih besar dari nilai IRR <i>benchmark</i>. 12.75%</p>
--	--	-----------------------	--	--	---	--

				<p>menggunakan</p> <p>Analisis investasi</p> <p><i>benchmark</i> yang</p> <p>berlaku.</p>		
--	--	--	--	---	--	--

**(Halaman ini sengaja di kosongkan)**

## **BAB III**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

#### **3.1 Metodologi Pengerjaan**

Penelitian dilakukan dengan studi literatur, pengumpulan data, pengolahan data, dan analisis terhadap hasil yang diperoleh. Studi literatur dilakukan dengan pengumpulan bahan-bahan mengenai penghitungan faktor emisi baseline untuk sistem pembangkit listrik baik berupa buku-buku, jurnal-jurnal maupun tulisan-tulisan ilmiah lainnya. Pengumpulan data dilakukan melalui internet dan instansi-instansi terkait yang memiliki data yang dibutuhkan.

##### **1. Data Listrik:**

- Jenis pembangkit yang terhubung ke sistem
- Jumlah energi listrik yang disalurkan ke sistem
- Jumlah bahan bakar yang dipakai oleh setiap pembangkit listrik di sistem

##### **2. Data Nilai Kalori Bahan Bakar:**

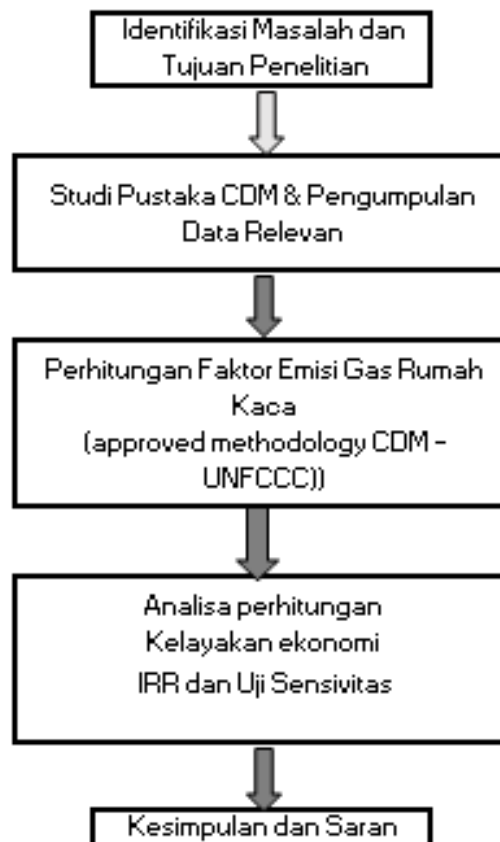
- Data nilai kalori bahan bakar minyak.
- Data nilai kalori gas bumi.

3. Data sekunder juga digunakan untuk verifikasi CDM dengan metodologi AC0029 version 03 0005 yang telah disetujui oleh *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) Pada metodologi ini, emisi karbon dioksida diproyeksikan terhadap skenario baseline dimana tidak ada proyek apapun yang dilakukan. Kemudian emisi karbon dioksida diproyeksikan terhadap skenario dimana CDM diterapkan. Dalam kasus studi ini, tahun baseline adalah dari 2014 hingga 2016, CDM di implementasikan. Hasil proyeksi kemudian dikonversikan dalam bentuk grafik dan dianalisa.

Penghitungan faktor emisi *baseline* di suatu sistem ketenagalistrikan ditentukan oleh ketersediaan data di sistem tersebut. Dalam pemilihan metode perhitungan faktor emisi yaitu *simple OM*, *simple adjusted OM*, dan *average OM*, data-data pendukung yang dapat dijadikan acuan terdiri atas dua jenis yaitu *ex ante* dan *ex post*. Data *ex ante* ditentukan oleh penyerahan *Project Design Document* (PDD) kepada CDM-Executive board sedangkan data *ex post* ditentukan oleh waktu ketika proyek mulai tersambung ke sistem.

Penelitian ini tidak ditujukan untuk diserahkan kepada CDM-Executive board sehingga tahun data yang digunakan disesuaikan dengan ketersediaan data. Dalam penelitian ini juga tidak ada proyek yang dilaksanakan sehingga jenis data yang dipilih adalah *ex ante* sehingga data yang diperlukan adalah data-data ketenagalistrikan 3 tahun terakhir yang tersedia.

Perhitungan faktor emisi baseline mengacu kepada metodologi yang telah disetujui yang ditetapkan untuk CDM berskala besar, yaitu metode Option 01 of AM0029, the build margin, calculated according to – “*Tool to calculate emission factor for an electricity system*”, kemudian menghitung penurunan emisi dari proyek CDM yang dijadikan contoh menggunakan *Consolidated Baseline Methodology for Grid-Connected Electricity Generation From Non Renewable and Less GHG Intensive Fuel AM0029 versi 02*. Metode ini telah disetujui oleh CDM-Executive board. Tahapan yang direncanakan dalam penelitian ini dibagi menjadi beberapa bagian, yaitu :



Gambar 3.1. Tahapan Penelitian

## **BAB IV**

### **PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA**

Penghitungan faktor emisi *baseline* di suatu sistem ketenagalistrikan ditentukan oleh ketersediaan data di sistem tersebut. Dalam pemilihan metode perhitungan faktor emisi yaitu *simple OM*, *simple adjusted OM*, dan *average OM*, data-data pendukung yang dapat dijadikan acuan terdiri atas dua jenis yaitu *ex ante* dan *ex post*. Data *ex ante* ditentukan oleh penyerahan *Project Design Document* (PDD) kepada CDM-Executive board sedangkan data *ex post* ditentukan oleh waktu ketika proyek mulai tersambung ke sistem.

Penelitian ini tidak ditujukan untuk diserahkan kepada CDM-Executive board sehingga tahun data yang digunakan disesuaikan dengan ketersediaan data. Dalam penelitian ini juga tidak ada proyek yang dilaksanakan sehingga jenis data yang dipilih adalah *ex ante* sehingga data yang diperlukan adalah data-data ketenagalistrikan 3 tahun terakhir yang tersedia.

#### **4.1 Data Pembangkit Listrik**

Data sistem pembangkit listrik yang akan direncanakan siklus kombinasi sebagai pembangkit listrik tenaga gas uap dimana topping cycle-nya berupa sistem turbin gas dan *bottoming cycle*-nya berupa sistem turbin uap. Hasil rancangan ini berupa PLTGU dengan konfigurasi poros tunggal dimana turbin gas dan turbin uap terhubung dalam satu poros yang menggerakkan generator yang sama. Pada kondisi ini temperatur udara yang masuk dianggap pada kondisi ISO untuk gas turbin dengan temperatur sebesar 33°C dan tekanan udara sebesar 1.013 bar. Udara lalu dikompresikan oleh kompresor dengan rasio tekanan 24:1 dan masuk ke ruang bakar untuk direaksikan dengan bahan bakar gas menghasilkan temperatur masuk turbin gas sebesar 1150°C. Gas buang yang dihasilkan memiliki temperatur sebesar 548°C. Gas buang yang masih memiliki temperatur sebesar 548°C tersebut terhitung masih cukup tinggi. Gas buang tersebut masuk ke HRSG untuk menghasilkan uap yang akan dipakai pada turbin uap sehingga pada stack gas buang akan memiliki temperatur sebesar 158°C. Panas dari gas buang tersebut digunakan untuk menghasilkan uap dengan temperatur sebesar 535°C dan tekanan



sebesar 92 kg/cm<sup>2</sup>. Uap tersebut menggerakkan turbin yang terhubung dengan generator dan berekspansi hingga tekanan menjadi 0.1 bar dengan temperatur sebesar 45.81°C. Uap tersebut kemudian dikondensasikan di *kondenser* dengan tekanan dan temperatur konstan. Selanjutnya uap yang telah berubah fasa menjadi air tersebut dipompa oleh pompa kondensat menuju *daerator*. Air tersebut kemudian masuk ke *feedwater pump* yang mensuplai air ke HRSG serta menaikkan tekanan air ke tekanan uap yang diinginkan. Di dalam HRSG terdapat *economizer*, *evaporator*, *superheater* dan *steam drum*. Pada HRSG, *feedwater* dipanaskan hingga mendekati temperatur saturasi di *economizer* dan kemudian masuk ke *evaporator* di mana air tersebut berubah fasa ke fasa uap. Kemudian uap dipanaskan oleh *superheater* untuk menjadi uap *superheated* dan kembali ke turbin uap untuk melengkapi siklus uap. Dari hasil sistem pembangkitan ini didapat bahwa PLTGU yang dirancang menghasilkan daya listrik sebesar 145kW. Efisiensi pada pembangkit listrik dapat didefinisikan sebagai perbandingan dari nilai energi listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit pada satu waktu dengan nilai energi yang tersedia dari bahan bakar pada satu waktu. Pada efisiensi yang ideal, energi yang terdapat pada bahan bakar seluruhnya dapat diubah menjadi energi listrik. Namun pada kenyataannya di pembangkit listrik tidak semua energi yang terdapat pada bahan bakar diubah menjadi energi listrik. Sebagian dari energi yang terdapat pada bahan bakar berubah menjadi panas yang terbuang ataupun sebagian energi tersebut digunakan untuk menggerakkan kompresor seperti dalam kasus pembangkit listrik tenaga gas uap. efisiensi dari PLTG dan PLTGU masing-masing sebesar 40% dan 60%. Hal ini disebabkan pada PLTGU dengan jumlah bahan bakar yang sama dapat membangkitkan daya lebih besar dibanding PLTG sehingga efisiensinya pun berlaku demikian. Dan *heat rate* yang merupakan nilai kalor bahan bakar yang digunakan pada pembangkit listrik untuk membangkitkan listrik per-satuan daya. Heat rate merupakan bentuk lain untuk menganalisis efisiensi dari suatu pembangkit. Efisiensi dalam bentuk prosentase merupakan bilangan *non-dimensional* sedangkan *heat rate* merupakan bilangan dimensional dengan satuan kJ/kWh, kcal/kWh, atau BTU/kWh.

**Data teknis dari Gas turbin**

*Manufacturer : General Electric*

*Model : PG 6581 B*

*Fuel : Dual (Natural gas & Diesel oil)*

*Fuel pressure : 22 bar (g) (at inlet gas turbine)*

Tabel 4.1 Data Teknis Gas Turbin

<b>ISO Rated</b>		<b>Site Rated</b>
<i>Inlet air temperature, °C</i>	15	32
<i>Inlet air pressure, bar (g)</i>	1	1
<i>Design output, MWel</i>	55MW (Apparent power output)	50MW ( <i>Real power output</i> )
<i>Design heat rate, kJ/kWh</i>	11,220	11,491
<i>Design exhaust flow, kg/h</i>	530,000	492,600
<i>Exhaust temperature, °C</i>	548	558.9
<i>Power factor of generators</i>	0.90	

**Data teknis HRSG**

Tabel 4.1 Data Teknis Gas HRSG

<i>Input temperature</i>	:	589.31°C
<i>Outlet temperature</i>	:	158°C
<i>Steam quantity</i>	:	78-86 tph (Control range per HRSG)
<i>Steam pressure</i>	:	92 kg/cm <sup>2</sup>
<i>Steam temperature</i>	:	535°C
<i>Supplementary firing</i>	:	0.95MMSCFD

**Data teknis steam turbine**

Turbin uap adalah poros tunggal, turbin tipe kondensasi silinder tunggal.

Tabel 4.3 Data Teknis Steam Turbin

<i>Manufacture's mode</i>	:	<i>C11-R16-X</i>
<i>Generation capacity</i>	:	<i>50 MWel</i>
<i>Steam pressure</i>	:	<i>88 kg/cm<sup>2</sup></i>
<i>Steam temperature</i>	:	<i>530°C</i>
<i>Steam quantity</i>	:	<i>165.8 tph</i>

## 4.2 Data Penggunaan Bahan Bakar

PT. Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk. (PGN) dan PT. Bayu Buana Gemilang (BBG) telah sepakat untuk memasok minimal 0,75 juta MMBTU per bulan gas alam ke PT ABC. Tekanan gas yang dipasok oleh PGN dan BBG sekitar 8-15 bar, perlu memasang kompresor untuk menaikkan tekanan ke 20-22 bar untuk memastikan sesuai dengan tekanan yang dibutuhkan oleh turbin gas. Sejumlah kecil High Speed Diesel (HSD) akan digunakan untuk startup turbin, dan jika terjadi gangguan pasokan gas, generator diesel akan menjadi cadangan jika terjadi pemadaman listrik untuk menyediakan listrik cadangan ke ruang kontrol. Jumlah HSD yang dibakar dalam aktivitas proyek selama tahun “y” akan dipantau. Sesuai penerapan metodologi AM0029:

*“Natural Gas should be the primary fuel. Small amounts of other start-up or auxiliary fuels can be used, but can comprise no more than 1% of total fuel use, on energy basis”.*

Tabel 4.4 Perbandingan harga bahan bakar per satuan energi

Fuel Type	Fuel price		Energy in Joule		Price of fuel Cts USD/ TJ	Emission Factor KgCO <sub>2</sub> /TJ
Natural Gas	7,6	USD/mmBTU	1,055	J/BTU	8.09	64,200
Coal	82.2	USD/tonne	25.8	TJ/tonne	3.18	96,100
Oil	0.56	USD/liter	36,1	GJ/kliter	20.21	74,100

Sumber : PGN, Pertamina, Jakarta Stock Exchange 2017

## 4.3 Data Nilai Kalori Bahan Bakar

Spesifikasi BBM tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.6.

Tabel 4.5 Nilai Kalori Natural Gas

<i>Data/Parameter</i>	<i>NCV<sub>NG,y</sub></i>
<i>Data Unit</i>	<i>GJ/m<sup>3</sup></i>
<i>Source of data to be used</i>	<i>Fuel supplier data</i>
<i>Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reduction</i>	<i>0.03654</i>
<i>Description of measurement methods and procedures to be applied</i>	<i>Net calorific value of natural gas will be calculated from gross calorific value provide by fuel supplier data</i>

#### 4.4 Data Emisi

Data *Operating Margin* untuk data tiga tahun terakhir dan data Build Margin berdasarkan database di Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi dan disetujui oleh Kementerian Lingkungan Hidup Indonesia adalah sebagai berikut:

Tabel 4.6 *Average Operating Margin*

<i>Total GHG emission in 2014, 2015, 2016 (tCO<sub>2</sub>)</i>	243,312,048
<i>Total net electricity produced in 2014, 2015, 2016 (MWh)</i>	288,316,859
<i>Average Operating Margin for the most recent three years (tCO<sub>2</sub>/MWh)</i>	<b>0.844</b>

Tabel 4.7 *Build Margin*

<i>Total GHG emission in 2016 (tCO<sub>2</sub>)</i>	27,161,539
<i>Total net electricity produced in 2016 (MWh)</i>	28,937,555
<i>Average Build Margin for the most recent three years (tCO<sub>2</sub>/MWh)</i>	<b>0.937</b>

Tabel 4.8 *Combined Margin*

<i>Build Margin (tCO<sub>2</sub>/MWh) (50%)</i>	0.937
<i>Average Operating Margin (tCO<sub>2</sub>/MWh) (50%)</i>	0.844
<b><i>Combined Margin (tCO<sub>2</sub>/MWh)</i></b>	<b>0.891</b>

Menurut AM0029, penentuan ini akan dilakukan sekali pada tahap validasi berdasarkan penilaian *ex ante* dan sekali lagi pada awal setiap periode pemberian kredit berikutnya (jika ada). Jika pilihan 1 (BM) atau pilihan 2 (CM) dipilih, maka akan diperkirakan *ex post*, seperti yang dijelaskan dalam Tool untuk menghitung faktor emisi untuk sistem kelistrikan. Faktor emisi yang ditentukan dengan menggunakan ketiga pilihan tersebut dirangkum dalam Tabel di bawah ini :

Tabel 4.9 Ringkasan *Emission factors*

<b>Options</b>	<b>Emission Factor (tCO<sub>2</sub>e/MWh)</b>
<i>Option 1 : Build Margin for existing Grid</i>	0.937
<i>Option 2 : Combined Margin for existing Grid</i>	0.891
<i>Option 3 : Emission factor of coal based power plant</i>	1.070

Tabel 4.10 *Default emission factors for fugitive CH<sub>4</sub> upstream emissions*

<b>Parameter</b>	<b>Default value</b>	<b>Unit</b>	<b>Source</b>
<i>EF<sub>coal,upstream,CH<sub>4</sub></sub></i>	0.8	<i>tCH<sub>4</sub> /kt coal</i>	<i>Table 2 of AM0029: Default emission factors for fugitive CH<sub>4</sub> upstream emissions</i>
<i>EF<sub>oil,upstream,CH<sub>4</sub></sub></i>	4.1	<i>tCH<sub>4</sub> / PJ</i>	<i>Table 2 of AM0029: Default emission factors for fugitive CH<sub>4</sub> upstream emissions</i>
<i>EF<sub>NG,upstream,CH<sub>4</sub></sub></i>	296	<i>tCH<sub>4</sub> / PJ</i>	<i>Table 2 of AM0029: Default emission factors for fugitive CH<sub>4</sub> upstream emissions</i>

Tabel 4.11 *Net calorific value of natural gas*

<b>Data/Parameter</b>	<b>NCV<sub>NG,y</sub></b>
<i>Data Unit</i>	<i>GJ/m<sup>3</sup></i>
<i>Source of data to be used</i>	<i>Fuel supplier data</i>
<i>Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reduction</i>	0.03654

Tabel 4.12 *Net calorific value of HSD, IDO and MFO*

<b>Data / Parameter:</b>	NCV y of HSD, IDO and MFO
<i>Data unit:</i>	<i>GJ/ kiloliter fuel</i>
<i>Description:</i>	<i>Net calorific value per volume unit.</i>
<i>Source of data used:</i>	<i>The source of data comes from the data given by Indonesian Directorate General of Electricity and Energy Utilization.</i>

Tabel 4.13 *CO2 emission factor of coal combustion*

<b>Data / Parameter:</b>	EFCO <sub>2</sub> , Coal
Data unit:	Kg CO <sub>2</sub> e/TJ
<i>Description:</i>	<i>CO<sub>2</sub> emission factor of coal combustion</i>
<i>Source of data used</i>	<i>2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Table 2.2 page 2.16 (Other-Bituminous Coal - CO<sub>2</sub> - Default value)</i>
Value applied:	94,600

Tabel 4.14 *CO2 Emission Factor of Natural Gas*

<b>Data / Parameter:</b>	EF, CO <sub>2</sub> NG
Data unit:	kg CO <sub>2</sub> e/TJ
<i>Description:</i>	<i>CO<sub>2</sub> Emission Factor of Natural Gas</i>
<i>Source of data to be used:</i>	<i>2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Table 2.2 page 2.16 (Natural Gas - CO<sub>2</sub> - Default value)</i>

Tabel 4.15 *Emission factor for upstream fugitive methane emissions of Natural Gas from production, transportation, distribution*

<b>Data / Parameter:</b>	<i>EF NG, upstream CH<sub>4</sub></i>
<b>Description:</b>	<i>Emission factor for upstream fugitive methane emissions of Natural Gas from production, transportation, distribution</i>
<b>Source of data used:</b>	<i>Available from methodology AM0029 Table 2 page 9</i>
<b>Value applied:</b>	296

<b>Data / Parameter:</b>	<i>EF oil , upstream CH<sub>4</sub></i>
<b>Data unit:</b>	<i>tCH<sub>4</sub>/PJ</i>
<b>Description:</b>	<i>Emission factor for upstream fugitive methane emissions of oil from production, transportation, distribution</i>
<b>Source of data used:</b>	<i>Available from methodology AM0029 Table 2 page 9</i>
<b>Value applied:</b>	4.1

Tabel 4.16 *Emission factor for upstream fugitive methane emissions of coal from production, transportation, distribution*

<b>Data / Parameter:</b>	<i>EF Coal upstream CH<sub>4</sub></i>
<b>Data unit:</b>	<i>tCH<sub>4</sub>/kt Coal</i>
<b>Description:</b>	<i>Emission factor for upstream fugitive methane emissions of coal from production, transportation, distribution</i>
<b>Source of data used:</b>	<i>Available from methodology AM0029 Table 2 page 9</i>
<b>Value applied:</b>	0.8

Tabel 4.17 *Oxidation Factor of Natural Gas*

<b>Data / Parameter:</b>	<i>OXID NG</i>
<b>Data unit:</b>	-
<b>Description:</b>	<i>Oxidation Factor of Natural Gas</i>
<b>Source of data to be used:</b>	<i>Volume 2 (Energy) - Chapter 1- Table 1.4 of 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories</i>
<b>Value of data applied</b>	1

Tabel Tabel 4.18 Global warming potential of methane

<b>Data / Parameter:</b>	<b>GWP (CH<sub>4</sub>)</b>
Data unit:	-
Description:	Global warming potential of methane
Source of data used:	Established by Kyoto Protocol
Value applied:	21

Table 4.19 Data spesifik untuk Asumsi combine cycle power plant Turbin (CCPP) (*advance class gas turbine*)

Asumsi	<b>S1.</b>	<b>Nilai</b>	<b>Unit</b>	<b>Sumber</b>
Kapasitas dari pembangkit listrik		145	MW <sub>el</sub>	Studi kelayakan
Belanja modal (initial)	<i>It</i>	130,644,000	USD	EPC contract
O & M di tahun t	<i>Mt</i>	0.412	USD/kWh	Studi kelayakan
Pengeluaran bahan bakar	<i>Ft</i>	$F_p * F_q$	USD	
Kebutuhan bahan bakar	<i>Fq</i>	7,230,013	MMBTU	Kalkulasi
Harga bahan bakar	<i>Fp</i>	7.6	USD/MMBTU	Studi kelayakan + Kompresi
Eskalasi bahan bakar		1.5	%	
Netto pembangkitan Listrik di tahun t	<i>Et</i>	891,070	MWh	Kalkulasi
Nilai diskon	<i>r</i>	10	%	Studi kelayakan
Usia dari Sistem Pembangkit	<i>n</i>	25	Years	GE Manufaktur
<b>BPP Pembangkitan Listrik</b>	<i>EGC</i>	10.15	cents USD/kWh	Kalkulasi

Tabel 4.20 Nilai Heat Rate Pembangkit

Jenis pembangkit	Heat rate		
	kJ/kWh	Kcal/kWh	BTU/kWh
PLTG	8709.19	2081.50	8256.31
PLTGU	5478.67	1309.40	5193.78



Table 4.21 Tingkat biaya dari system pembangkitan

Alternatif	Biaya dari pembangkitan Listrik	
	cents USD/kWh	IDR/kWh
Natural Gas	10.15	1370.25
Coal	9.5	1282.50
Oil	21.65	1986.0

Sesuai dengan AM0029 (Versi 03) dan Panduan mengenai penilaian analisis investasi, langkah ini diterapkan untuk menunjukkan bahwa kegiatan proyek CDM yang diusulkan tidak menarik secara finansial dengan menerapkan Opsi Penerapan Analisis Benchmark, Perhitungan dan perbandingan Indikator Keuangan, dan Analisis Sensitivitas.

Penerapan analisis benchmark dimana tingkat pengembalian internal proyek atau proyek IRR adalah indikator keuangan yang paling sesuai. Sebagai acuan yang relevan untuk indikator ini adalah *Investment Rate* yang diterbitkan oleh bank sentral Indonesia (Bank Indonesia). Rata-rata tingkat investasi selama 3 (tiga) tahun terakhir tahun 2015- 2017 adalah 12,75%.

Perhitungan dan perbandingan indikator keuangan sebagai berikut :

Tabel 4.22 Perhitungan proyek IRR

Assumsi	Value	Units	Source
Capacity of the plant	145	MW <sub>el</sub>	Studi kelayakan
Net electricity production	891,070	MWh/year	Kalkulasi
Plant Load Factor	80	%	Studi kelayakan (+5% conservative load factor)
Lifetime of the System	25	years	Technology provider (GE)
Capital expenditure (initial)	130,644,000	USD	EPC contract
O&M in the year t	0.412	USD/kWh	Studi kelayakan
Natural Gas quantity	7,230,013	MMBTU	Kalkulasi
Natural Gas price escalation	2.5	%	Studi kelayakan
Discount rate	10	%	Studi kelayakan

Natural Gas price	5.3	USD/MMBTU	Studi kelayakan
Income tax	30	%	Kemenkeu Indonesia
CER price	10	USD	www.ecx.eu

IRR proyek tanpa pendapatan CER adalah 11,13%. Ini berada di bawah benchmark 15,44% dan aktivitas proyek tidak dianggap sebagai investasi yang menarik secara finansial.

Tabel 4.23 Justifikasi dari pemilihan Metodologi

Kondisi penerapan	Kegiatan proyek
Kegiatan proyek ini adalah pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik tenaga gas berbahan bakar gas alam yang baru	Kondisi ini terpenuhi karena kegiatan proyek adalah pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik tenaga listrik berbahan bakar gas alam yang baru. PT ABC sedang menyelesaikan negosiasi kesepakatan penjualan listrik ke perusahaan milik negara PLN ("Perusahaan Listrik Negara"). CCPP diharapkan beroperasi pada kapasitas penuh mulai 2019.
Batas-batas geografis / fisik dari jaringan baseline dapat diidentifikasi dengan jelas dan informasi mengenai grid dan estimasi emisi dasar tersedia untuk umum.	batas geografis / fisik dari jaringan baseline diidentifikasi dengan jelas. Data yang berkaitan dengan grid dan untuk estimasi emisi dasar tersedia untuk umum.
Gas alam cukup tersedia di wilayah atau negara, mis. Penambahan kapasitas daya berbasis gas alam masa depan, sebanding dengan ukuran kegiatan proyek, tidak dibatasi oleh penggunaan gas alam dalam kegiatan proyek.	Gas alam cukup tersedia di Indonesia. Perusahaan Gas Negara (PGN) memiliki jaringan pipa transmisi khusus dari Grissik (Sumatera) ke Jawa Barat (Jakarta, Bogor, Banten, Bekasi dan Kerawang) yang disebut "Strategic Business Unit I" (SBU I). Gas tersebut diangkut melalui dua jaringan pipa SSWJ I (530 mmscfd atau 625.330,6 m <sup>3</sup> / jam) dan SSWJ II (440 mmscfd atau 519.142,36 m <sup>3</sup> / jam) dengan kapasitas total 970 mmscfd (1.144.472,9 m <sup>3</sup> / h) untuk daerah tersebut. Sebagai perbandingan, daya PT ABC memiliki konsumsi gas 11 mmscfd dan distribusi lokal 300 mmscfd pada tahun 2018, 402 mmscfd (474.307,29

	m3 / jam) pada tahun 2007 dan 577 mmscfd (680.784,29 m3 / jam) pada tahun 2018.
	Selanjutnya, pada 2007, Indonesia telah membuktikan cadangan gas alam 3,18 triliun m3, berproduksi 67,6 miliar m3 dan konsumsi 43,7 juta m3. Hanya 0,06% gas alam yang diekstraksi yang digunakan secara lokal dan oleh karena itu gas alam tersedia dengan berlimpah untuk digunakan dalam produksi listrik. Oleh karena itu, pelaksanaan kegiatan proyek tidak mengalihkan gas alam yang akan digunakan di tempat lain.

#### 4.5 Perhitungan reduksi emisi Ex-ante:

Sesuai metodologi AM0029 Versi 03, emisi dasar, emisi proyek, emisi kebocoran dan pengurangan emisi oleh kegiatan proyek dihitung sebagai berikut.

##### ***Baseline Emissions***

Pengurangan emisi: Untuk menghitung pengurangan emisi peserta proyek harus menerapkan persamaan berikut ini:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Dimana:

ER<sub>y</sub> Pengurangan emisi pada tahun y (t CO<sub>2</sub>e)

BE<sub>y</sub> Emisi dalam skenario dasar di tahun y (t CO<sub>2</sub>e)

PE<sub>y</sub> Emisi dalam skenario proyek di tahun y (t CO<sub>2</sub>e)

LE<sub>y</sub> Kebocoran pada tahun y (t CO<sub>2</sub>e)

##### ***Baseline Emissions***

$$\text{Baseline Emissions (tCO}_2\text{e)} : BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,CO_2,y}$$

Dimana:

$EFG_{PJ,y}$  = Annual expected net electricity generated in the project activity (MWh)

= Gross electricity generated – Auxiliary power consumption

=  $8640 * 0,85 * (2 * 37,97 + 50) - 8640 * 0,85 * (2 * 1,4 + 1,8)$

= **891,070 MWh**

8640 jam / tahun, dimana sisa 5 hari Pembangkit akan *shutdown* untuk jasa pemeliharaan.

AM0029 menyarankan untuk mengatasi ketidakpastian baseline secara konservatif dengan memilih  $EF_{BL,CO_2,y}$  sebagai faktor emisi terendah di antara tiga pilihan berikut:

- Opsi 1: : The build margin, dihitung berdasarkan "*Tool to calculate emission factor for an electricity system*"; dan
- Opsi 2: The combined margin, dihitung berdasarkan "*Tool to calculate emission factor for an electricity system*", menggunakan berat 50/50 OM / BM.
- Opsi 3: Faktor emisi (dan bahan bakar) diidentifikasi sebagai skenario baseline yang paling mungkin terjadi di bawah "Identifikasi skenario awal" diatas, dan dihitung sebagai berikut:

Dan nilai faktor emisi dasar adalah:

$$EF_{BL,CO_2}(tCO_2 / MWh) = \frac{COEF_{BL}}{\eta_{BL}} * 3.6GJ / MWh$$

Dimana,

$COEF_{BL}$  : koefisien emisi bahan bakar (tCO<sub>2</sub>e/GJ), berdasarkan data bahan bakar rata-rata nasional, jika tersedia, jika tidak, default IPCC dapat digunakan

$\eta_{BL}$  : efisiensi energi teknologi, seperti yang diperkirakan dalam analisis skenario baseline di atas.

dimana,  $EF_{BL,CO_2,y}$  dihitung secara konservatif dan harus menggunakan faktor emisi terendah di antara ketiga opsi tersebut di atas. Diantara tiga opsi di atas, faktor emisi terendah yang dipilih adalah faktor emisi Build Margin sebesar 0,8417 tCO<sub>2</sub>e / MWh. Sesuai Alat untuk menghitung faktor emisi untuk sistem kelistrikan, faktor emisi margin gabungan dihitung sebagai kombinasi faktor emisi

margin operasi (OM) dan faktor pertumbuhan margin (BM). Menurut AM0029, bobot OM dan BM adalah 50/50..

$$EF_{CM,y} = EF_{OM,y} \cdot w_{OM} \times EF_{BM,y} \times w_{BM}$$

$$\text{Where: } w_{OM} + w_{BM} = 1$$

*Operating margin (OM) emission factor* adalah 0.844 tCO<sub>2</sub>/MWh (sumber data berasal dari data yang diberikan oleh Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi Indonesia (DJLPE)).

$$EF_{CM,y} = EF_{OM,y} \cdot w_{OM} \times EF_{BM,y} \times w_{BM}$$

$$EF_{CM,y} = 0.5 \cdot 0.844 + 0.5 \cdot 0.937$$

Menerapkan bobot 50/50 terhadap nilai margin operasi dan membangun faktor emisi margin yang ada di Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi Indonesia (DJLPE). Database, faktor emisi Gabungan Margin yang dihitung adalah 0.891 tCO<sub>2</sub>/MWh.

$$EF_{BL,CO_2,y} = 0.891 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

Oleh karena itu emisi awal adalah:

$$BE_y = 891,070 \cdot 0.891 = 793.944 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

$$EF_{BL,CO_2,y} (tCO_2 / MWh) = \frac{COEF_{BL}}{\eta_{BL}} \cdot 3.6 \text{ GJ / MWh}$$

Berdasarkan nilai default IPCC untuk koefisien emisi batubara (COEFBL), nilai yang digunakan untuk perhitungan faktor emisi adalah 0,0946 tCO<sub>2</sub> / GJ) adalah 31,8% 29. Dan nilai efisiensi energi (ηBL) adalah 31,8%

$$EF_{BLCO_2,y} = \frac{0.0946(tCO_2/GJ) \cdot 3.6 (GJ/MWh)}{31.8\%}$$

$$EF_{BLCO_2,y} = 1.070 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

Dan nilai faktor emisi dasar adalah:

$$EF_{BL,CO_2,y} = 0.891 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

Oleh karena itu emisi awal adalah:

$$BE_y = 891,070 \cdot 0.891$$

$$BE_y = 793,944 \text{ tCO}_2\text{e}$$

### ***Project Emissions***

$$PE_y = \sum_f FC_{f,y} * COEF_{f,y}$$

$$PE_y = FC_{NG,y} \cdot COEF_{NG,y} + FC_{HSD,y} \cdot COEF_{HSD,y}$$

Dimana:

$FC_{NG,y}$  Total volume gas alam yang dibakar di pabrik proyek (m3 atau sejenisnya) di tahun ini

$COEF_{NG,y}$  Koefisien emisi CO2 (tCO2 / m3 atau yang sejenis) pada tahun y untuk gas alam

$FC_{HSD,y}$  Total volume minyak diesel dibakar di pabrik proyek (m3 atau sejenisnya) di tahun ini

$COEF_{HSD,y}$  Koefisien emisi CO2 (tCO2 / m3 atau sejenisnya) pada tahun y untuk minyak diesel

Selanjutnya :

$$COEF_{NG,y} = NCV_{NG,y} \cdot EFC_{O2,NG,y} \cdot OXID_{NG}$$

$$COEF_{NG,y} = 0.03654 * 0.0561 * 1$$

$$COEF_{NG,y} = \mathbf{0.00205 \text{ tCO2/m}^3}$$

$$PE_y = FC_{NG,y} \cdot COEF_{NG,y} + FC_{HSD,y} \cdot COEF_{HSD,y}$$

Untuk perhitungan emisi proyek Ex-ante,  $FC_{HSD,y}$ , telah dianggap nihil.

Kemudian,

$$PE_y = FC_{NG,y} \cdot COEF_{NG,y}$$

$$PE_y = 208,759,413 * 0.00205$$

$$PE_y = \mathbf{427,934 \text{ tCO2e}}$$

### **Kebocoran**

Emisi kebocoran akibat emisi CH4

$$LE_{CH4,y} = (FC_y \cdot NCV_y \cdot EF_{NG,upstream,CH4} - EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,upstream,CH4}) \cdot GWP_{CH4}$$

$$LE_{CH4,y} = [208,759,413 * 0.03654 * 0.000296 - 891,121 * 0.000473] * 21$$

$$LE_{CH4,y} = \mathbf{38,566 \text{ tCO2e}}$$

### Pengurangan emisi

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

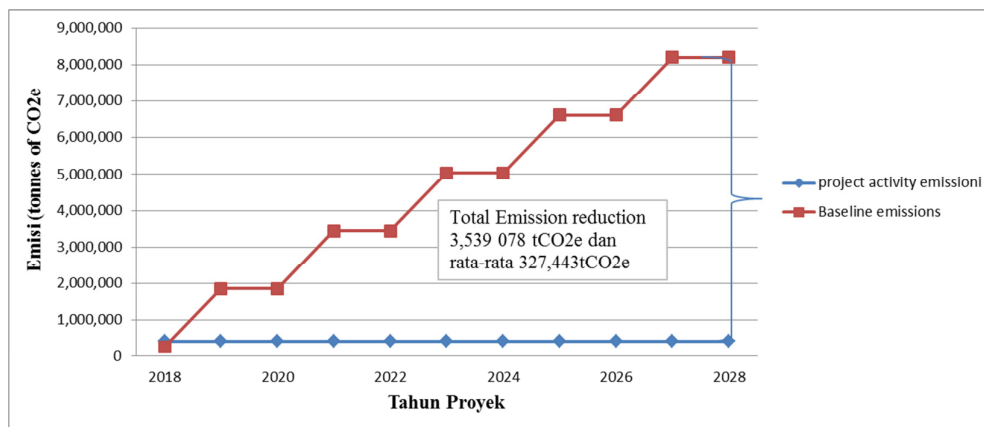
$$ER_y = 793,944 - 427,934 - 38,566$$

$$ER_y = 327,443 \text{ tCO}_2\text{e}$$

Ringkasan estimasi *ex-ante* pengurangan emisi untuk selama periode kredit disajikan pada tabel 4.24 di bawah ini.

Tabel 4.24 Estimasi ex-ante pengurangan emisi

Year	Estimation of project activity emission (tonnes of CO <sub>2</sub> e)	Estimation of baseline emissions (tonnes of CO <sub>2</sub> e)	Estimation of leakage (tonnes of CO <sub>2</sub> e)	Estimation of overall emission reductions (tonnes of CO <sub>2</sub> e)
2018	142,645	264,648	12,855	109,148
2019	427,935	793,944	38,566	327,443
2020	427,935	793,944	38,566	327,443
2021	427,935	793,944	38,566	327,443
2022	427,935	793,944	38,566	327,443
2023	427,935	793,944	38,566	327,443
2024	427,935	793,944	38,566	327,443
2025	427,935	793,944	38,566	327,443
2026	427,935	793,944	38,566	327,443
2027	427,935	793,944	38,566	327,443
2028	427,935	793,944	38,566	327,443
<b>Total (tonnes CO<sub>2</sub> equivalent)</b>	<b>3,994,060</b>	<b>8,204,088</b>	<b>398,515</b>	<b>3,539,078</b>



Gambar 4.1 Grafik Pengurangan Emisi dengan skenario Penerapan kegiatan proyek CDM

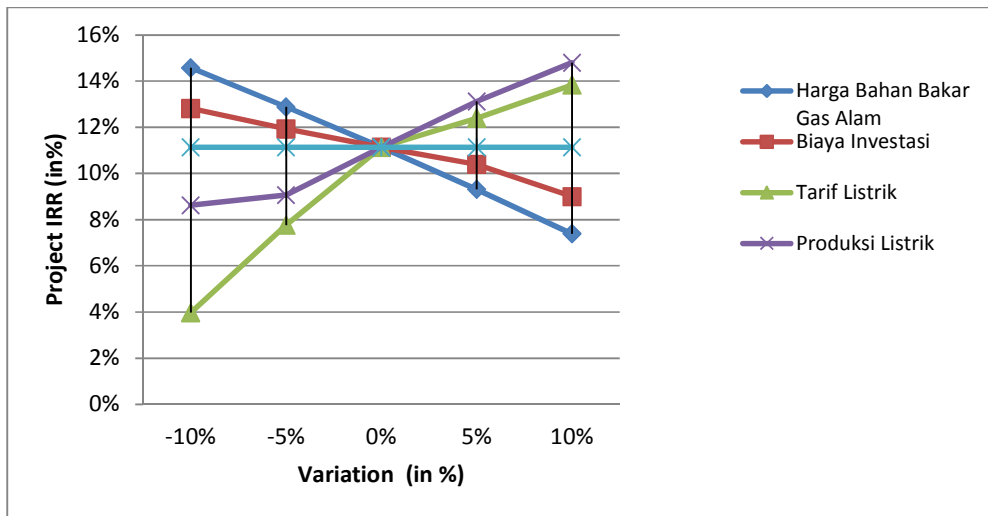
#### 4.6 Analisa Keuangan Kelayakan PLTGU

Pada subbab ini analisa keuangan dilakukan dengan asumsi dasar yang digunakan yaitu tingkat penjualan energi listrik 80% dari kapasitas operasional, atau 891.070 MWh (merujuk kepada kesepakatan jual beli energi listrik atau *Power Purchase Agreement* terhadap pelanggan) dengan masa kontrak selama 20 tahun dengan tariff dasar listrik sebesar 7.8 cent USD per kwh. Berdasarkan tabel 4.21 dapat terlihat bahwa kenaikan dan penurunan terhadap nilai dasar IRR 11.3% untuk biaya bahan bakar, modal tetap (investasi), tarif listrik, biaya operasi dan perawatan (*O&M*), dimana hasilnya menunjukkan bahwa kemungkinan investasi menjadi tidak layak. Adapun perubahan nilai dari variable tersebut tetapi tetap nilai IRR kurang dari nilai IRR *benchmark* sebagai acuan tingkat pengembalian investasi yang diterbitkan oleh Bank Indonesia, yang dipatok di angka 12.75% (rata-rata 2015-2017). Hal ini mengindikasikan bahwa perubahan variable kritis, yakni harga bahan bakar gas alam, tarif listrik dan kapasitas produksi, yang mana ketiga faktor tersebut merupakan faktor kritis yang mempengaruhi sensitivitas kelayakan proyek. Ketika pendapatan CER dimasukkan dalam *cashflow* masing-masing skenario. dimana harga CER yang berlaku saat ini adalah 10 USD per ton CO2 (data *ECX daily futures contract-2017*), pendapatan penjualan CER ini diperoleh dari perkalian antara *emisi reduction* dengan harga CER tiap tahunnya. Dari pendapatan penjualan CER dimasukkan ke dalam cashflow yang berperan sebagai *inflow*. Dari hasil perhitungan finansial dapat diketahui bahwa setelah adanya pendapatan CER nilai IRR menjadi 13.8% dengan nilai pengembalian modal (*Paybackk Period*) diperoleh dalam jangka waktu 11.5 tahun.

Table 4.25 Ringkasan hasil uji analisis sensitivitas terhadap IRR terkait perubahan 5 (lima) variable tanpa Pendapatan CER

Parameter	-10%	-5%	0%	+5%	+10%
Harga Bahan Bakar Gas Alam	14.57%	12.88%	11.13%	9.31%	7.39%
Biaya Investasi	12.81%	11.93%	11.13%	10.39%	9.71%
Kenaikan harga Jual listrik	3.97%	7.76%	11.13%	12.39%	13.83%
Produksi Listrik	8.62%	9.06%	11.13%	13.11%	14.79%
Biaya O&M	11.13%	11.13%	11.13%	11.13%	11.13%

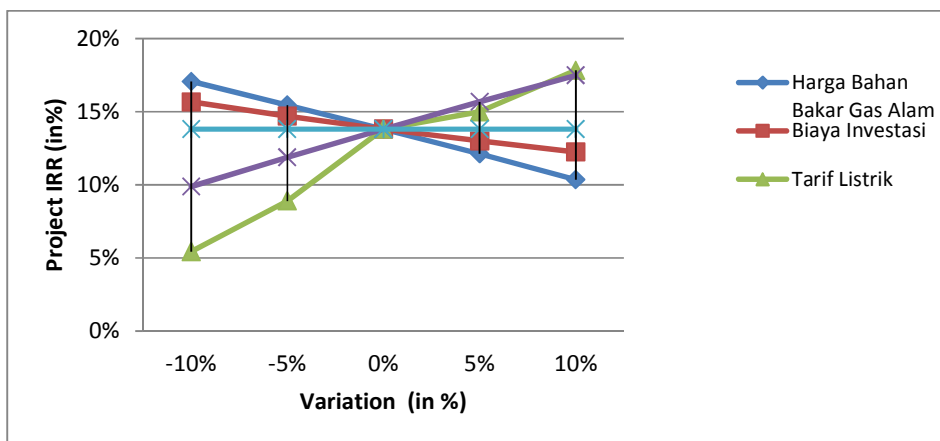




Grafik 4.2 Hasil uji analisis sensitivitas terhadap IRR terkait perubahan 5 elemen tanpa Pendapatan CER

Table 4.26 Ringkasan hasil uji analisis sensitivitas terhadap IRR terkait perubahan 5 (lima) variable dengan Pendapatan CER

Parameter	-10%	-5%	0%	+5%	+10%
Harga Bahan Bakar Gas Alam	17.06%	15.45%	13.80%	12.11%	10.35%
Biaya Investasi	15.66%	14.69%	13.80%	12.99%	12.24%
Kenaikan harga Jual listrik	5.42%	8.88%	13.80%	14.99%	17.82%
Produksi Listrik	9.87%	11.87%	13.80%	15.67%	17.49%
Biaya O&M	13.80%	13.80%	13.80%	13.80%	13.80%



Grafik 4.3 Hasil uji analisis sensitivitas terhadap IRR terkait perubahan 5 elemen dengan Pendapatan CER

Table 4.27 Analisis sensitivitas IRR terkait dengan perubahan produksi listrik dan tarif listrik

#	Name of Case	IRR	IRR Change
1	Base Case tanpa CDM	11.13%	-%
	CDM Finansial tersedia	13.90%	2.77%
	Tanpa CDM: Kapasitas Produksi Listrik meningkat 5%	13.11%	1.98%
	Tanpa CDM: Kapasitas Produksi Listrik menurun 5%	9.06%	(2.07%)
	CDM: Kapasitas Produksi Listrik meningkat 5%	15.67%	4.54%
	CDM: Kapasitas Produksi Listrik menurun 5%	11.87%	0.74%
	Tanpa CDM: Kenaikan harga Jual listrik 5%	12.39%	1.26%
	Tanpa CDM: Kenaikan harga Jual listrik 5%	7.76%	(3.37%)
	CDM: Kenaikan Tarif Listrik 5%	13.82%	2.69%
	CDM: Penurunan Tarif Listrik 5%	8.88%	(2.25%)
	Tanpa CDM: Kontrak Penjualan Energi Listrik < 10thn	4.54%	(6.59%)
	CDM: Kontrak Penjualan Energi Listrik < 10thn	8.02%	(3.11%)

Analisis sensitivitas pada IRR ditunjukkan pada tabel diatas dengan asumsi bahwa pembangkit listrik siklus gabungan tersebut selesai dibangun dan beroperasi pada akhir tahun 2018. Hasil investasi yang dievaluasi dapat diringkas sebagai berikut:

- IRR tanpa dan dengan pembiayaan CDM: Dengan asumsi bahwa kontrak 20 tahun, tanpa CDM IRR yang dihasilkan 11,13%. Dengan dana yang tersedia dari CDM, IRR akan menjadi 13,39%.
- Skenario terbaik, dimana pada saat produksi listrik dari pembangkit mengalami kenaikan sebesar 10% dari *Load Factor base* saat ini yaitu 80% menjadi 90% dan ditambah dengan pembiayaan CDM, IRR akan menjadi 17.49%
- Skenario terbaik lainnya, produksi 80% , dimana tarif daya dari *excess power* mengalami kenaikan mencapai 10% dari tarif dasar listrik dan ditambah dengan pembiayaan CDM, IRR akan menjadi 17,82%.
- Situasi atau kondisi terburuk dimana perusahaan hanya menjual energi listrik dengan masa kontrak jual-beli kurang dari 10 tahun (dan tidak ada kelebihan daya), pada 70% produksi IRR turun menjadi 8.02% walaupun dengan pembiayaan CDM.

Proyek ini menghadapi sejumlah faktor yang dapat mengurangi tingkat pengembalian dalam *base case scenario*, ini memberikan risiko signifikan bagi pengembang proyek. Pertama, Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dibawah

10 tahun yang mana kontrak seperti ini tidak lazim bagi *Power Producers Utility* (PPU), yang mana akan menghadapi kerugian yang cukup signifikan dari prospek kontrak perpanjangan tanpa pembaharuan, atau pembaharuan dengan persyaratan yang kurang menguntungkan. Kedua, tingkat tarif yang dibayarkan untuk tarif dasar cukup rendah, dan tidak pada tingkat yang memenuhi tingkat produksi yang diharapkan.

Hal ini yang menjadi dasar bagi PT.ABC sebagai *Power Producers Utility* (PPU) untuk membenarkan investasi tanpa CDM. Karena risiko yang signifikan ini, pengembang proyek meninjau semua sumber pendanaan potensial yang akan mengurangi risiko mereka dari proyek. Dalam menentukan kelayakan finansial untuk proyek tersebut, pengembang proyek menyadari bahwa pendanaan CDM akan membuat proyek ini jauh lebih layak, terutama jika beberapa pembiayaan CDM dapat diberikan di muka untuk membantu operasional. Dengan demikian, pembiayaan CDM sangat penting bagi keputusan untuk berinvestasi dalam proyek ini. Analisis sensitivitas yang dirinci dalam tabel 4.22 secara konsisten mendukung bahwa kegiatan proyek menjadi menarik secara finansial. Oleh karena itu, disimpulkan bahwa kegiatan proyek CDM yang diusulkan memiliki indikator yang menguntungkan dimana tingkat pengembalian internal IRR yang lebih tinggi dari *investment rate benchmark* dan aktivitas proyek CDM dapat dianggap menarik secara finansial dengan mendapatkan sumber pendanaan alternatif dari CDM.

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Dari analisa yang telah dilakukan, dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut:

1. Peran Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) dengan menggunakan siklus gabungan (*combine cycle power plant*) berbahan bakar gas alam di kawasan Eco Industrial Park PT ABC dalam penurunan emisi CO<sub>2</sub> sangat besar. Dengan implementasi PLTGU, rata-rata Pengurangan emisi CO<sub>2</sub> di kontribusikan ke sistem dapat ditekan hingga mencapai 3,539,078 tonnes of CO<sub>2</sub>e selama 10 tahun atau rata-rata 327,443 tonnes CO<sub>2</sub>e/tahun.
2. Berdasarkan uji *additionality*, dapat diketahui bahwa aktivitas proyek tanpa CDM menunjukkan indikator finansial proyek IRR kurang dari nilai IRR *benchmark*. Hal ini mengindikasikan bahwa skenario tidak layak dilakukan sehingga proyek tersebut tidak menarik secara finansial tanpa adanya pendapatan dari penjualan CER. Dengan demikian, setelah komponen pendapatan CER dimasukkan ke dalam *cashflow*, kedua skenario tersebut menjadi layak dilakukan sebagai proyek CDM.
3. Pada analisa sensitivitas nilai IRR, tanpa adanya pendapatan CER terhadap perubahan faktor-faktor yang terdapat pada *cashflow* proyek seperti perubahan prosentase besarnya modal, harga bahan bakar, biaya *maintenance*, dan harga jual listrik listrik tetap menunjukkan indikator finansial proyek (IRR, NPV) kurang dari nilai IRR *benchmark*. Hal ini membuktikan bahwa skenario tersebut tidak menarik secara finansial tanpa adanya perdagangan karbon. Dari beberapa faktor tersebut, perubahan prosentase besarnya modal, harga bahan bakar, dan tariff listrik menunjukkan perubahan yang signifikan terhadap nilai IRR. Hal ini menunjukkan bahwa faktor modal, harga bahan bakar, dan tarif listrik merupakan faktor kritis terhadap sensitivitas kelayakan skenario tanpa CDM tersebut.

4. Hasil analisis sensitivitas setelah pendapatan CER dimasukkan ke dalam *cashflow* terhadap faktor-faktor kritis yang diperoleh dari uji *additionality* dan harga CER menunjukkan bahwa nilai IRR lebih besar dari nilai IRR *benchmark*. Hal ini membuktikan bahwa akan layak secara finansial ketika adanya pendapatan dari penjualan CER. Dari keempat faktor kritis tersebut, faktor modal dan harga CER merupakan faktor kritis yang paling berpengaruh terhadap sensitivitas kelayakan kedua skenario tersebut.

## **5.2 Saran**

Saran untuk penelitian selanjutnya adalah:

1. Dengan mempertimbangkan risiko kegagalan investasi yang besar di bisnis penyediaan tenaga listrik ini maka perlu diidentifikasi kegagalan teknologi yang akan berdampak pada efisiensi energi, reduksi emisi dan pendapatan dari penjualan CER.
2. Identifikasi profil risiko tingkat pengembalian investasi,. hal ini untuk mengantisipasi perubahan kebijakan pemerintah. Selain itu juga diperlukan suatu kajian strategi mitigasi risiko atas fluktuasi variable kritis yang tidak dapat dikendalikan oleh perusahaan penyedia tenaga listrik.

## DAFTAR PUSTAKA

Abdel-Azis, A. (2004, June). *PDD preperation process and format*. Paper presented at cd4cdm third national workshop (phase iii). Cairo, Egypt.

Baron, R., & Hou, J. (1998). *Electricity trade, kyoto protocol and emission trading*. IEA Information Paper.

<<http://www.iea.org/>>

Bosi, M. (2000). *An initial view on methodologies for emission baselines: Electricity generation case study*. IEA Information Paper.<<http://www.iea.org/>>

Ekern, O.F., (2007, September). *The use of emission factor in calculating emission reduction from electricity saving or generation*. Paper presented at workshop 1, Belgrade.

Esparta, A.R.J., & Martin Jr, C.M. (2002, January). *Brazilian greenhouse gases emission baselines from electricity generation*. Paper presented at World Climate & Energy Event, Rio de Janeiro, Brazil.

PT PLN (Persero) (2016). *Rencana usaha penyediaan tenaga listrik 2016-2025*. Jakarta, Indonesia..

[www.djk.esdm.go.id/pdf/RUPTL/RUPTL%20PLN%202016-2025.pdf](http://www.djk.esdm.go.id/pdf/RUPTL/RUPTL%20PLN%202016-2025.pdf)

Ridlo, Rohmadi. (2008, November). *Penyusunan baseline emission factor [EF(TCO2/MWH)] jaringan jawa bali. Dipresentasikan pada Forum Discussion Group Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi*. Jakarta, Indonesia.

Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (2008). *Handbook of energy & economic statistics of Indonesia*. Jakarta, Indonesia..

PT Pertamina (Persero). (2016). Bahan bakar minyak, elpiji dan bbg untuk kendaraan, rumah tangga, industri dan perkapalan. Jakarta. Indonesia

Shrestha, Ram M., et al., ed. (2005). *Baseline methodologies for clean development mechanism projects, a guide book*. Ed. Lee, myung-koon. Roskilde: UNEP Risø Centre on Energy, Climate and Sustainable Development Risø National Laboratory.

*United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change.*  
Sekilas Tentang Perubahan Iklim.

<[http://unfccc.int/files/meetings/cop\\_13/press/application/pdf/sekilas\\_tentang\\_perubahan\\_iklim.pdf](http://unfccc.int/files/meetings/cop_13/press/application/pdf/sekilas_tentang_perubahan_iklim.pdf)>

*United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change.*  
Baseline Methodology for Grid connected electricity Generation Plant Using Natural Gas. Approved Baseline Metodology AM0029.  
<<http://cdm.unfccc.int/methodologies/methodologies/approved.html>>

*United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change*  
*TOOL07 Methodological tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system* Version 05.0

*Intergovernmental Panel On Climate Change (2006). IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories* Energy (vol. 2). Japan.

*United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change*  
(2006). Initial Administration Fee ("Registration Fee") At Registration Stage of The Cdm Project Activity (Version02).  
<[http://unfccc.int/files/Regree\\_version02.pdf](http://unfccc.int/files/Regree_version02.pdf)>

## **LAMPIRAN**

Lampiran 1.1 Proyeksi Cashflow tanpa CDM

Lampiran 1.2 Proyeksi Cashflow dengan CDM



Without CDM : Natural Gas Normal Price

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12% ,20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyekol Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual/HPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income						16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	15,040,101	13,672,819	12,429,835	11,299,850	10,272,591	9,338,720	8,489,746	7,717,951	7,016,320	6,378,473	5,798,612	5,271,466	4,792,242	4,356,584	3,960,531	3,600,483	3,273,166	2,975,605	2,705,096	2,459,178
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(115,603,899)	(101,931,080)	(89,501,245)	(78,201,394)	(67,928,803)	(58,590,083)	(50,100,337)	(42,382,386)	(35,366,066)	(28,987,593)	(23,188,981)	(17,917,515)	(13,125,273)	(8,768,689)	(4,808,159)	(1,207,676)	2,065,490	5,041,095	7,746,191	10,205,369
NPV: Sum DCF				10,205,369																					
NPV: Formula				9,277,608	10,205,369.14			NPV(-17%...15.5)		-17+NPV(-8%...15.5)															
IRR				11.129%																					
				11.129%	IRR (b/-17,000...a/15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				11.129%																					
Discount Factor					1.0000	1.1113	1.2350	1.3724	1.5251	1.6949	1.8835	2.0931	2.3260	2.5849	2.8725	3.1922	3.5475	3.9423	4.3810	4.8686	5.4104	6.0125	6.6816	7.4252	8.2515
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	14,887,327	13,396,459	12,054,892	10,847,674	9,761,350	8,783,816	7,904,175	7,112,624	6,400,342	5,759,390	5,182,625	4,663,620	4,196,589	3,776,329	3,398,154	3,057,851	2,751,628	2,476,070	2,228,108	2,004,978
NPV				0.00																					
IRR				11.129%																					

Without CDM : Natural Gas Variable Price +5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	Tahun 21	Tahun 22	Tahun 23	Tahun 24	Tahun 25	Tahun 26	
Initial Cash Flow																																
Initial Cost																																
Biaya Investasi				130,644,000																												
Budget																																
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																											
Operasional Cash out																																
Cicilan Hutang (A/P, 12 %, 20 thn)				0.274410																												
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.565	40,235,022		(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)		
BPP		USD/KWh	8.19			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sub Total CASH OUT						(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)		
CUMMULATIVE																																
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Harga Jual /HPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Nett Operating Income						14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158		
Nett Cash Flow					(130,644,000)	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158		
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20							
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275							
NET CASH FLOW					(130,644,000)	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158	14,628,158		
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	13,298,325	12,089,386	10,990,351	9,991,228	9,082,935	8,257,214	7,506,558	6,824,143	6,203,767	5,639,788	5,127,080	4,660,982	4,237,256	3,852,051	3,501,865	3,183,513	2,894,103	2,631,003	2,391,821	2,174,382							
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(117,345,675)	(105,256,289)	(94,265,937)	(84,274,709)	(75,191,774)	(66,934,560)	(59,428,002)	(52,603,859)	(46,400,092)	(40,760,304)	(35,633,224)	(30,972,242)	(26,734,986)	(22,882,935)	(19,381,071)	(16,197,557)	(13,303,454)	(10,672,452)	(8,280,631)	(6,106,249)							
NPV: Sum DCF				(6,106,249)																												
NPV: Formula				(5,551,135)	(6,106,248.55)			NPV:-(17....15.5)							-17+NPV(-8....15.5)																	
IRR				9.309%																												
				9.309%	IRR(b/t -17,000...at15,500,10 %)																											

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				9.309%																					
Discount Factor					1.0000	1.0931	1.1948	1.3061	1.4277	1.5606	1.7058	1.8646	2.0382	2.2280	2.4354	2.6621	2.9099	3.1808	3.4769	3.8005	4.1543	4.5410	4.9638	5.4259	5.9310
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	13,382,382	12,242,700	11,200,076	10,246,245	9,373,646	8,575,359	7,845,057	7,176,949	6,565,740	6,006,583	5,495,045	5,027,071	4,598,951	4,207,291	3,848,986	3,521,196	3,221,320	2,946,983	2,696,010	2,466,410
NPV				0.00																					
IRR				9.309%																					

Without CDM : Natural Gas Variable Price +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12 %, 20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU Cents	5.830	42,150,976		(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	
BPP		USD/KWh	8.58			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	(56,835,809)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income						12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	12,712,204	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	11,556,549	10,505,954	9,550,867	8,682,606	7,893,279	7,175,708	6,523,371	5,930,337	5,391,215	4,901,105	4,455,550	4,050,500	3,682,273	3,347,521	3,043,201	2,766,546	2,515,042	2,286,402	2,078,547	1,889,588
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(119,087,451)	(108,581,497)	(99,030,630)	(90,348,023)	(82,454,745)	(75,279,037)	(68,755,666)	(62,825,329)	(57,434,114)	(52,533,009)	(48,077,459)	(44,026,959)	(40,344,686)	(36,997,165)	(33,953,965)	(31,187,419)	(28,672,377)	(26,385,975)	(24,307,428)	(22,417,840)
NPV: Sum DCF				(22,417,840)																					
NPV: Formula				(20,379,855)	(22,417,840.29)		NPV(-17...15.5)		-17*NPV(-8...15.5)																
IRR				7.394%																					
				7.394%	IRR(bt -17,000_a015,500,10 %)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				7.394%																					
Discount Factor					1.0000	1.0739	1.1534	1.2386	1.3302	1.4286	1.5342	1.6477	1.7695	1.9003	2.0408	2.1917	2.3538	2.5278	2.7148	2.9155	3.1311	3.3626	3.6112	3.8782	4.1650
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	11,836,958	11,021,973	10,263,101	9,556,478	8,898,506	8,285,836	7,715,349	7,184,141	6,689,507	6,228,928	5,800,061	5,400,722	5,028,878	4,682,635	4,360,232	4,060,026	3,780,490	3,520,200	3,277,831	3,052,149
NPV					0.00																				
IRR					7.394%																				

Without CDM : Natural Gas Variable Price -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%, 20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU CMS	5.035	36,403,115		(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	
BPP		USD/KWh	7.41			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /HPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income						18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	18,460,064	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	16,781,877	15,256,252	13,869,320	12,608,472	11,462,248	10,420,225	9,472,932	8,611,756	7,828,869	7,117,154	6,470,140	5,881,945	5,347,223	4,861,112	4,419,193	4,017,448	3,652,225	3,320,205	3,018,368	2,743,971
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(113,862,123)	(98,605,872)	(84,736,552)	(72,128,080)	(60,665,832)	(50,245,607)	(40,772,675)	(32,160,919)	(24,332,049)	(17,214,895)	(10,744,755)	(4,862,810)	484,413	5,345,525	9,764,718	13,782,166	17,434,391	20,754,596	23,772,964	26,516,935
NPV: Sum DCF				26,516,935																					
NPV: Formula				24,106,304	26,516,934.92		NPV(-17%,15.5)		-17%NPV(-8%,15.5)																
IRR				12.877%																					
				12.877%	IRR(bf -17,000,-a015,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				12.877%																					
Discount Factor					1.0000	1.1288	1.2741	1.4382	1.6234	1.8324	2.0684	2.3347	2.6353	2.9747	3.3577	3.7901	4.2781	4.8290	5.4508	6.1527	6.9450	7.8393	8.8487	9.9882	11.2743
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	16,354,177	14,488,525	12,835,703	11,371,431	10,074,201	8,924,956	7,906,815	7,004,821	6,205,725	5,497,788	4,870,611	4,314,982	3,822,737	3,386,647	3,000,305	2,658,036	2,354,813	2,086,180	1,848,193	1,637,355
NPV				0.00																					
IRR				12.877%																					

Without CDM : Natural Gas Variable Price -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
Initial Cash Flow																											
Initial Cost																											
Biaya Investasi				130,644,000																							
Budget																											
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																						
Operasional Cash out																											
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																							
Biaya O&M				891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam				7,230,013	USD/MMBTU	4.770	34,487,162		(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)		
BPP					USD/KWh	7.02			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Sub Total CASH OUT								1%	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)	(49,171,996)		
CUMMULATIVE																											
Operasional Cash in																											
Proyeksi Penjualan								80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%		
Harga Jual /HPP				891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Sub total Cash in								69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Nett Operating Income																											
								20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018		
Nett Cash Flow							(130,644,000)	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018		
Interest						10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor							1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW							(130,644,000)	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018	20,376,018		
Discounted Cash Flow							(130,644,000)	18,523,653	16,839,684	15,308,804	13,917,094	12,651,904	11,501,731	10,456,119	9,505,563	8,641,421	7,855,837	7,141,670	6,492,427	5,902,207	5,365,642	4,877,857	4,434,415	4,031,287	3,664,806	3,331,642	3,028,765
Cumulative Cash Flow							(130,644,000)	(112,120,347)	(95,280,663)	(79,971,859)	(66,054,765)	(53,402,861)	(41,901,130)	(31,445,011)	(21,939,448)	(13,298,028)	(5,442,191)	1,699,479	8,191,906	14,094,113	19,459,755	24,337,612	28,772,027	32,803,314	36,468,120	39,799,761	42,828,527
NPV: Sum DCF							42,828,527																				
NPV: Formula							38,935,024	42,828,526.67		NPV(-17...15.5)		-17*NPV(-8...15.5)															
IRR							14.569%																				
							14.569%	IRR(bf -17,000..aft15,500,10%)																			

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				14.569%																					
Discount Factor					1.0000	1.1457	1.3126	1.5039	1.7230	1.9740	2.2616	2.5911	2.9686	3.4011	3.8966	4.4643	5.1147	5.8599	6.7137	7.6918	8.8125	10.0964	11.5674	13.2527	15.1835
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	17,784,871	15,523,231	13,549,196	11,826,192	10,322,296	9,009,646	7,863,920	6,863,893	5,991,036	5,229,176	4,564,200	3,983,787	3,477,183	3,035,001	2,649,051	2,312,180	2,018,148	1,761,507	1,537,503	1,341,984
NPV				0.00																					
IRR				14.569%																					

Without CDM : Investment Cost Variable +5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				137,176,200																					
Budget																									
Total Initial Cost				137,176,200	(137,176,200)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.300	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	
BPP		Cents																							
		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /HPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income						16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	
Nett Cash Flow					(137,176,200)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW				(137,176,200)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	
Discounted Cash Flow				(137,176,200)	15,040,101	13,672,819	12,429,835	11,299,850	10,272,591	9,338,719	8,489,745	7,717,950	7,016,318	6,378,471	5,798,610	5,271,464	4,792,240	4,356,582	3,960,529	3,600,481	3,273,164	2,975,604	2,705,094	2,459,177	
Cummulative Cash Flow				(137,176,200)	(122,136,099)	(108,463,280)	(96,033,445)	(84,733,594)	(74,461,003)	(65,122,284)	(56,632,539)	(48,914,589)	(41,898,271)	(35,519,800)	(29,721,190)	(24,449,726)	(19,657,487)	(15,300,905)	(11,340,376)	(7,739,896)	(4,466,732)	(1,491,128)	1,213,967	3,673,143	
NPV: Sum DCF				3,673,143																					
NPV: Formula				3,339,221	3,673,143.19		NPV(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)																
IRR				10.390%																					
				10.390% (IRR(h/t -17,000...aht15,500,10% )																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				10.390%																					
Discount Factor					1.0000	1.1039	1.2186	1.3452	1.4850	1.6393	1.8096	1.9976	2.2052	2.4343	2.6873	2.9665	3.2747	3.6150	3.9906	4.4052	4.8630	5.3682	5.9260	6.5418	7.2215
Discounted Cash Flow					(137,176,200)	14,986,912	13,576,282	12,298,427	11,140,849	10,092,226	9,142,305	8,281,793	7,502,277	6,796,132	6,156,452	5,576,982	5,052,053	4,576,533	4,145,771	3,755,554	3,402,066	3,081,850	2,791,774	2,529,000	2,290,961
NPV				0.00																					
IRR				10.390%																					

Without CDM : Investment Cost Variable +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				143,708,400																					
Budget																									
Total Initial Cost				143,708,400	(143,708,400)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU CMB	5.300	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income						16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	
Nett Cash Flow					(143,708,400)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(143,708,400)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	
Discounted Cash Flow					(143,708,400)	15,040,101	13,672,819	12,429,835	11,299,850	10,272,591	9,338,719	8,489,745	7,717,950	7,016,318	6,378,471	5,798,610	5,271,464	4,792,240	4,356,582	3,960,529	3,600,481	3,273,164	2,975,604	2,705,094	2,459,177
Cummulative Cash Flow					(143,708,400)	(128,668,299)	(114,995,480)	(102,565,645)	(91,265,794)	(80,993,203)	(71,654,484)	(63,164,739)	(55,446,789)	(48,430,471)	(42,052,000)	(36,253,390)	(30,981,926)	(26,189,687)	(21,833,105)	(17,872,576)	(14,272,096)	(10,998,932)	(8,023,328)	(5,318,233)	(2,859,057)
NPV: Sum DCF				(2,859,057)																					
NPV: Formula				(2,599,143)	(2,859,056.81)		NPV(-17...15.5)		-17*NPV(-8...15.5)																
IRR				9.707%																					
				9.707%	IRR(bf -17,000...aft15,500,10 %)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				9.707%																					
Discount Factor					1.0000	1.0971	1.2036	1.3204	1.4486	1.5892	1.7435	1.9127	2.0984	2.3021	2.5256	2.7707	3.0397	3.3348	3.6585	4.0137	4.4033	4.8307	5.2997	5.8141	6.3785
Discounted Cash Flow					(143,708,400)	15,080,210	13,745,842	12,529,545	11,420,871	10,410,299	9,489,146	8,649,502	7,884,153	7,186,526	6,550,628	5,970,998	5,442,656	4,961,064	4,522,085	4,121,950	3,757,220	3,424,764	3,121,725	2,845,500	2,593,716
NPV				0.00																					
IRR				9.707%																					

Without CDM : Investment Cost Variable -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26				
Initial Cash Flow																													
Initial Cost																													
Biaya Investasi				124,111,800																									
Budget																													
Total Initial Cost				124,111,800	(124,111,800)																								
Operasional Cash out																													
Cicilan Hutang (A/P,12%, 20 thn)				0.274410																									
Biaya O&M				891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)				
Biaya Bahan Bakar Gas Alam				7,230,013	USD/MMBTU	5.300	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)				
BPP					USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Sub Total CASH OUT									(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)				
CUMMULATIVE																													
Operasional Cash in																													
Proyeksi Penjualan									80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%				
1									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
Harga Jual /HPP				891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014				
Sub total Cash in									69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014				
Nett Operating Income									16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111				
Nett Cash Flow									(124,111,800)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111				
Interest							10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor									1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW									(124,111,800)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111			
Discounted Cash Flow									(124,111,800)	15,040,101	13,672,819	12,429,835	11,299,850	10,272,591	9,338,719	8,489,745	7,717,950	7,016,318	6,378,471	5,798,610	5,271,464	4,792,240	4,356,582	3,960,529	3,600,481	3,273,164	2,975,604	2,705,094	2,459,177
Cumulative Cash Flow									(124,111,800)	(109,071,699)	(95,398,880)	(82,969,045)	(71,669,194)	(61,396,603)	(52,057,884)	(43,568,139)	(35,850,189)	(28,833,871)	(22,455,400)	(16,656,790)	(11,385,326)	(6,593,087)	(2,236,505)	1,724,024	5,324,504	8,597,668	11,573,272	14,278,367	16,737,543
NPV: Sum DCF									16,737,543																				
NPV: Formula									15,215,948	16,737,543.19				NPV(-17...15.5)		-17*NPV(-8...15.5)													
IRR									11.931%																				
									11.931%	IRR(bf -17,000...af15,500,10 %)																			

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				11.931%																					
Discount Factor					1.0000	1.1193	1.2529	1.4023	1.5696	1.7569	1.9665	2.2012	2.4638	2.7577	3.0868	3.4550	3.8673	4.3287	4.8451	5.4232	6.0702	6.7945	7.6051	8.5125	9.5281
Discounted Cash Flow					(124,111,800)	14,780,635	13,205,133	11,797,566	10,540,036	9,416,549	8,412,817	7,516,075	6,714,919	5,999,160	5,359,695	4,788,393	4,277,987	3,821,986	3,414,591	3,050,622	2,725,449	2,434,937	2,175,391	1,943,511	1,736,348
NPV					0.00																				
IRR					11.931%																				



Without CDM : Investment Cost Variable -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				117,579,600																					
Budget																									
Total Initial Cost				117,579,600	(117,579,600)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.300	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	
BPP		Cents USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /HPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income						16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	
Nett Cash Flow						(117,579,600)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(117,579,600)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	
Discounted Cash Flow					(117,579,600)	15,040,101	13,672,819	12,429,835	11,299,850	10,272,591	9,338,719	8,489,745	7,717,950	7,016,318	6,378,471	5,798,610	5,271,464	4,792,240	4,356,582	3,960,529	3,600,481	3,273,164	2,975,604	2,705,094	2,459,177
Cummulative Cash Flow					(117,579,600)	(102,539,499)	(88,866,680)	(76,436,845)	(65,136,994)	(54,864,403)	(45,525,684)	(37,035,939)	(29,317,989)	(22,301,671)	(15,923,200)	(10,124,590)	(4,853,126)	(60,887)	4,295,695	8,256,224	11,856,704	15,129,868	18,105,472	20,810,567	23,269,743
NPV: Sum DCF				23,269,743																					
NPV: Formula				21,154,312	23,269,743.19		NPV(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)																
IRR				12.807%																					
				12.807%	IRR(h/t -17,000...aht15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

Discount Factor			12.807%		1.0000	1.1281	1.2725	1.4355	1.6194	1.8268	2.0607	2.3246	2.6223	2.9582	3.3370	3.7644	4.2465	4.7904	5.4039	6.0960	6.8767	7.7574	8.7509	9.8716	11.1358
Discounted Cash Flow					(117,579,600)	14,665,852	13,000,832	11,524,843	10,216,423	9,056,549	8,028,356	7,116,893	6,308,910	5,592,657	4,957,720	4,394,869	3,895,918	3,453,613	3,061,523	2,713,947	2,405,831	2,132,697	1,890,571	1,675,933	1,485,664
NPV			0.00																						
IRR			12.807%																						

Without CDM : Tariff Variable +5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU CMS	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.080	70,920,261		70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	
Sub total Cash in						70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	
Nett Operating Income						17,916,359	17,916,359	17,916,359	17,916,359	17,916,359	17,916,360	17,916,361	17,916,362	17,916,363	17,916,364	17,916,365	17,916,366	17,916,367	17,916,368	17,916,368	17,916,368	17,916,368	17,916,368	17,916,368	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	17,916,359	17,916,359	17,916,359	17,916,359	17,916,359	17,916,360	17,916,361	17,916,362	17,916,363	17,916,364	17,916,365	17,916,366	17,916,367	17,916,368	17,916,368	17,916,368	17,916,368	17,916,368	17,916,368	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	17,916,359	17,916,359	17,916,359	17,916,359	17,916,359	17,916,360	17,916,361	17,916,362	17,916,363	17,916,364	17,916,365	17,916,366	17,916,367	17,916,368	17,916,368	17,916,368	17,916,368	17,916,368	17,916,368	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	16,287,599	14,806,908	13,460,826	12,237,114	11,124,649	10,113,318	9,193,926	8,358,115	7,598,287	6,907,534	6,279,577	5,708,706	5,189,733	4,717,940	4,289,036	3,899,124	3,544,658	3,222,416	2,929,469	2,663,154
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(114,356,401)	(99,549,493)	(86,088,667)	(73,851,553)	(62,726,904)	(52,613,586)	(43,419,660)	(35,061,545)	(27,463,258)	(20,555,724)	(14,276,148)	(8,567,442)	(3,377,708)	1,340,231	5,629,267	9,528,391	13,073,049	16,295,465	19,224,934	21,888,088
NPV: Sum DCF					21,888,088																				
NPV: Formula					19,898,262	21,888,088.23			NPV(-17...15.5)				-17+NPV(-8...15.5)												
IRR					12.387%																				
					12.387%	IRR(bf -17,000...aft15,500,10%)																			

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				12.387%																					
Discount Factor					1.0000	1.1239	1.2631	1.4195	1.5954	1.7930	2.0151	2.2647	2.5452	2.8605	3.2148	3.6131	4.0606	4.5636	5.1289	5.7642	6.4782	7.2807	8.1825	9.1961	10.3352
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	15,941,669	14,184,624	12,621,235	11,230,158	9,992,402	8,891,069	7,911,121	7,039,180	6,263,342	5,573,015	4,958,773	4,412,232	3,925,928	3,493,224	3,108,211	2,765,632	2,460,812	2,189,589	1,948,258	1,733,527
NPV					0.00																				
IRR					12.387%																				

Without CDM : Tarif Variable +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	
BPP		Cents USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /HPP	891,070,000	MWh/Year	0.081	72,533,098		72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	
Sub total Cash in						72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	72,533,098	
Nett Operating Income						19,529,196	19,529,196	19,529,196	19,529,196	19,529,196	19,529,197	19,529,198	19,529,199	19,529,200	19,529,201	19,529,202	19,529,203	19,529,204	19,529,205	19,529,205	19,529,205	19,529,205	19,529,205	19,529,205	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	19,529,196	19,529,196	19,529,196	19,529,196	19,529,196	19,529,197	19,529,198	19,529,199	19,529,200	19,529,201	19,529,202	19,529,203	19,529,204	19,529,205	19,529,205	19,529,205	19,529,205	19,529,205	19,529,205	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	19,529,196	19,529,196	19,529,196	19,529,196	19,529,196	19,529,197	19,529,198	19,529,199	19,529,200	19,529,201	19,529,202	19,529,203	19,529,204	19,529,205	19,529,205	19,529,205	19,529,205	19,529,205	19,529,205	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	17,753,814	16,139,831	14,672,574	13,338,703	12,126,094	11,023,722	10,021,566	9,110,515	8,282,287	7,529,352	6,844,866	6,222,606	5,656,915	5,142,650	4,675,136	4,250,124	3,863,749	3,512,499	3,193,181	2,902,892
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(112,890,186)	(96,750,355)	(82,077,781)	(68,739,078)	(56,612,984)	(45,589,262)	(35,567,696)	(26,457,180)	(18,174,893)	(10,645,541)	(3,800,675)	2,421,931	8,078,845	13,221,495	17,896,631	22,146,755	26,010,504	29,523,003	32,716,184	35,619,076
NPV: Sum DCF					35,619,076																				
NPV: Formula					32,380,978	35,619,076.24		NPV(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)															
IRR					13.827%																				
					13.827%	IRR(h/t -17,000...aft15,500,10%)																			

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				13.827%																					
Discount Factor					1.0000	1.1383	1.2957	1.4748	1.6787	1.9109	2.1751	2.4758	2.8182	3.2079	3.6514	4.1563	4.7310	5.3852	6.1298	6.9774	7.9422	9.0404	10.2904	11.7133	13.3329
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	17,156,874	15,072,731	13,241,761	11,633,209	10,220,057	8,978,570	7,887,892	6,929,706	6,087,915	5,348,382	4,698,684	4,127,909	3,626,468	3,185,941	2,798,927	2,458,925	2,160,226	1,897,811	1,667,273	1,464,740
NPV				0.00																					
IRR				13.827%																					

Without CDM : Tarif Variable -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%, 20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /HPP	891,070,000	MWh/Year	0.074	66,070,613		66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	
Sub total Cash in						66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	66,070,613	
Nett Operating Income						13,066,710	13,066,710	13,066,710	13,066,710	13,066,710	13,066,711	13,066,712	13,066,713	13,066,714	13,066,715	13,066,716	13,066,717	13,066,718	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719
Nett Cash Flow					(130,644,000)	13,066,710	13,066,710	13,066,710	13,066,710	13,066,711	13,066,711	13,066,712	13,066,713	13,066,714	13,066,715	13,066,716	13,066,717	13,066,718	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	13,066,710	13,066,710	13,066,710	13,066,710	13,066,711	13,066,711	13,066,712	13,066,713	13,066,714	13,066,715	13,066,716	13,066,717	13,066,718	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719	13,066,719
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	11,878,828	10,798,934	9,817,213	8,924,739	8,113,399	7,375,818	6,705,290	6,095,718	5,541,562	5,037,784	4,579,804	4,163,459	3,784,963	3,440,876	3,128,069	2,843,699	2,585,181	2,350,164	2,136,513	1,942,285
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(118,765,172)	(107,966,238)	(98,149,025)	(89,224,286)	(81,110,887)	(73,735,069)	(67,029,780)	(60,934,062)	(55,392,499)	(50,354,715)	(45,774,911)	(41,611,452)	(37,826,489)	(34,385,613)	(31,257,545)	(28,413,846)	(25,828,665)	(23,478,501)	(21,341,988)	(19,399,703)
NPV: Sum DCF				(19,399,703)																					
NPV: Formula				(17,636,094)	(19,399,703.08)		NPV(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)																
IRR				7.757%																					
				7.757%	IRR(h/t -17,000...ad15,500,10 %)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				7.757%																					
Discount Factor					1.0000	1.0776	1.1612	1.2512	1.3483	1.4529	1.5656	1.6870	1.8179	1.9589	2.1108	2.2746	2.4510	2.6412	2.8460	3.0668	3.3047	3.5610	3.8373	4.1349	4.4557
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	12,126,085	11,253,171	10,443,096	9,691,335	8,993,690	8,346,267	7,745,450	7,187,883	6,670,454	6,190,272	5,744,657	5,331,120	4,947,352	4,591,210	4,260,705	3,953,993	3,669,359	3,405,215	3,160,086	2,932,602
NPV					0.00																				
IRR					7.757%																				

Without CDM : Tariff Variable -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%, 20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M				891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)
Biaya Bahan Bakar Gas Alam				7,230,013	USD/MMBTU tcm	5.3	38,319,069	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)
BPP					USD/KWh	7.80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT							(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in																									
Proyeksi Penjualan							80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
1							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Harga Jual /HPP				891,070,000	MWh/Year	0.070	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212
Sub total Cash in							62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212	62,593,212
Nett Operating Income							9,589,310	9,589,310	9,589,310	9,589,310	9,589,310	9,589,311	9,589,312	9,589,313	9,589,314	9,589,315	9,589,316	9,589,317	9,589,318	9,589,319	9,589,319	9,589,319	9,589,319	9,589,319	9,589,319
Nett Cash Flow							(130,644,000)	9,589,310	9,589,310	9,589,310	9,589,310	9,589,310	9,589,311	9,589,312	9,589,313	9,589,314	9,589,315	9,589,316	9,589,317	9,589,318	9,589,319	9,589,319	9,589,319	9,589,319	9,589,319
Interest						10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Discount Factor							1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599
NET CASH FLOW							(130,644,000)	9,589,310	9,589,310	9,589,310	9,589,310	9,589,310	9,589,311	9,589,312	9,589,313	9,589,314	9,589,315	9,589,316	9,589,317	9,589,318	9,589,319	9,589,319	9,589,319	9,589,319	9,589,319
Discounted Cash Flow							(130,644,000)	8,717,554	7,925,049	7,204,590	6,549,628	5,954,207	5,412,916	4,920,833	4,473,485	4,066,805	3,697,096	3,360,997	3,055,452	2,777,684	2,525,167	2,295,607	2,086,915	1,897,196	1,724,723
Cumulative Cash Flow							(130,644,000)	(121,926,446)	(114,001,396)	(106,796,806)	(100,247,179)	(94,292,972)	(88,880,056)	(83,959,223)	(79,485,738)	(75,418,933)	(71,721,837)	(68,360,840)	(65,305,388)	(62,527,705)	(60,002,537)	(57,706,931)	(55,620,015)	(53,722,820)	
NPV: Sum DCF							(49,004,775)																		
NPV: Formula							(44,549,796)	(49,004,775.31)		NPV(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)													
IRR							3.972%																		
							3.972%	IRR(bf -17,000...af15,500,10 %)																	

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				3.972%																				
Discount Factor					1.0000	1.0397	1.0810	1.1240	1.1686	1.2150	1.2633	1.3135	1.3656	1.4199	1.4763	1.5349	1.5959	1.6593	1.7252	1.7937	1.8650	1.9390	2.0161	2.0962
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	9,222,961	8,870,608	8,531,716	8,205,771	7,892,279	7,590,764	7,300,768	7,021,851	6,753,590	6,495,577	6,247,422	6,008,746	5,779,190	5,558,403	5,346,050	5,141,810	4,945,373	4,756,441	4,574,726
NPV					0.00																			
IRR					3.972%																			

Without CDM : Power Load Factor Variable +5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
Initial Cash Flow																											
Initial Cost																											
Biaya Investasi				130,644,000																							
Budget																											
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																						
Operasional Cash out																											
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																							
Biaya O&M				891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam				7,591,514	USD/MMBTU CMS	5.3	40,235,022		(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)		
BPP					USD/KWh	7.80		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Sub Total CASH OUT								(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)	(54,919,856)		
CUMMULATIVE																											
Operasional Cash in																											
Proyeksi Penjualan								85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%		
Harga Jual /HPP				943,485,882	KWh/Year	0.078	73,639,073		73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073		
Sub total Cash in								73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073		
Nett Operating Income								18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217		
Nett Cash Flow							(130,644,000)	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217		
Interest						10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor							1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW							(130,644,000)	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217	18,719,217		
Discounted Cash Flow							(130,644,000)	17,017,470	15,470,427	14,064,025	12,785,477	11,623,161	10,566,510	9,605,918	8,732,653	7,938,775	7,217,069	6,560,971	5,964,519	5,422,290	4,929,355	4,481,232	4,073,847	3,703,497	3,366,816	3,060,742	2,782,492
Cumulative Cash Flow							(130,644,000)	(113,626,530)	(98,156,102)	(84,092,078)	(71,306,600)	(59,683,439)	(49,116,929)	(39,511,011)	(30,778,358)	(22,839,582)	(15,622,514)	(9,061,542)	(3,097,023)	2,325,267	7,254,622	11,735,854	15,809,701	19,513,198	22,880,014	25,940,756	28,723,248
NPV: Sum DCF							28,723,248																				
NPV: Formula							26,112,044	28,723,248.18		NPV=(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)															
IRR							13.109%																				
							13.109%	IRR(bf -17,000...af15,500,10%)																			

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				13.109%																					
Discount Factor					1.0000	1.1311	1.2794	1.4471	1.6368	1.8513	2.0940	2.3685	2.6790	3.0301	3.4273	3.8766	4.3848	4.9596	5.6097	6.3451	7.1768	8.1176	9.1817	10.3853	11.7467
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	16,549,769	14,631,747	12,936,013	11,436,804	10,111,345	8,939,499	7,903,463	6,987,498	6,177,687	5,461,729	4,828,747	4,269,123	3,774,357	3,336,931	2,950,200	2,608,289	2,306,003	2,038,751	1,802,472	1,593,576
NPV				0.00																					
IRR				13.109%																					

Without CDM : Power Load Factor Variable +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M				891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)
Biaya Bahan Bakar Gas Alam				7,953,014	USD/MMBTU Cems	5.3	42,150,976		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)
BPP					USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT									(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in																									
Proyeksi Penjualan								90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
1								1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /HPP				943,485,882	MWh/Year	0.078	73,639,073		73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073
Sub total Cash in								73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073
Nett Operating Income								20,635,171	20,635,171	20,635,171	20,635,171	20,635,171	20,635,172	20,635,173	20,635,174	20,635,175	20,635,176	20,635,177	20,635,178	20,635,179	20,635,180	20,635,180	20,635,180	20,635,180	20,635,180
Nett Cash Flow							(130,644,000)	20,635,171	20,635,171	20,635,171	20,635,171	20,635,171	20,635,172	20,635,173	20,635,174	20,635,175	20,635,176	20,635,177	20,635,178	20,635,179	20,635,180	20,635,180	20,635,180	20,635,180	20,635,180
Interest				10.00%		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Discount Factor						1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159
NET CASH FLOW						(130,644,000)	20,635,171	20,635,171	20,635,171	20,635,171	20,635,171	20,635,172	20,635,173	20,635,174	20,635,175	20,635,176	20,635,177	20,635,178	20,635,179	20,635,180	20,635,180	20,635,180	20,635,180	20,635,180	20,635,180
Discounted Cash Flow						(130,644,000)	18,759,246	17,053,860	15,503,509	14,094,099	12,812,817	11,648,016	10,589,106	9,626,461	8,751,328	7,955,753	7,232,504	6,575,004	5,977,276	5,433,888	4,939,898	4,490,816	4,082,560	3,711,418	3,374,017
Cummulative Cash Flow						(130,644,000)	(111,884,754)	(94,830,894)	(79,327,385)	(65,233,286)	(52,420,468)	(40,772,452)	(30,183,345)	(20,556,885)	(11,805,556)	(3,849,803)	3,382,701	9,957,704	15,934,980	21,368,868	26,308,766	30,799,582	34,882,143	38,593,561	41,967,578
NPV: Sum DCF							45,034,866																		
NPV: Formula						40,940,787	45,034,865.88		NPV(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)														
IRR						14.795%																			
						14.795%	IRR(h/t -17,000...dt15,500,10 %)																		

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				14.795%																					
Discount Factor					1.0000	1.1479	1.3178	1.5127	1.7366	1.9935	2.2884	2.6270	3.0156	3.4618	3.9739	4.5619	5.2368	6.0116	6.9010	7.9220	9.0940	10.4394	11.9839	13.7569	15.7922
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	17,975,703	15,658,988	13,640,853	11,882,815	10,351,354	9,017,268	7,855,120	6,842,750	5,960,854	5,192,618	4,523,391	3,940,415	3,432,574	2,990,182	2,604,807	2,269,098	1,976,656	1,721,904	1,499,984	1,306,666
NPV				0.00																					
IRR				14.795%																					

Without CDM : Power Load Factor Variable -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%, 20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	6,868,512	USD/MMBTU Ccm3	5.3	36,403,115		(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	(51,087,949)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	838,654,118	MWh/Year	0.078	65,456,954		65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	
Sub total Cash in						65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	
Nett Operating Income						14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	14,369,005	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	13,062,732	11,875,211	10,795,646	9,814,224	8,922,021	8,110,929	7,373,571	6,703,247	6,093,861	5,539,873	5,036,249	4,578,408	4,162,189	3,783,808	3,439,826	3,127,114	2,842,831	2,584,392	2,349,447	2,135,861
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(117,581,268)	(105,706,058)	(94,910,412)	(85,096,188)	(76,174,167)	(68,063,238)	(60,689,667)	(53,986,420)	(47,892,559)	(42,352,686)	(37,316,437)	(32,738,029)	(28,575,840)	(24,792,032)	(21,352,207)	(18,225,093)	(15,382,262)	(12,797,870)	(10,448,423)	(8,312,562)
NPV: Sum DCF					(8,312,562)																				
NPV: Formula					(7,556,874)	(8,312,561.81)		NPV(-17...15.5)		-17*NPV(-8...15.5)															
IRR					9.056%																				
					9.056%	IRR(bf -17,000...a15,500,10%)																			

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				9.056%																					
Discount Factor					1.0000	1.0906	1.1893	1.2970	1.4145	1.5426	1.6823	1.8347	2.0008	2.1820	2.3796	2.5951	2.8301	3.0864	3.3660	3.6708	4.0032	4.3658	4.7611	5.1923	5.6625
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	13,175,773	12,081,630	11,078,347	10,158,379	9,314,806	8,541,286	7,832,000	7,181,615	6,585,239	6,038,387	5,536,947	5,077,148	4,655,531	4,268,927	3,914,426	3,589,364	3,291,296	3,017,980	2,767,361	2,537,554
NPV				0.00																					
IRR				9.056%																					



Without CDM : Power Load Factor Variable -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	786,238,235	USD/KWh	0.412	323,930,153		(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	(12,957,206)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	6,507,012	USDMMBTU Cems	5.3	34,487,162		(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	(47,444,368)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /HPP	786,238,235	MWh/Year	0.078	61,365,894		61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	
Sub total Cash in						61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	
Nett Operating Income						13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW				(130,644,000)	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	13,921,526	
Discounted Cash Flow				(130,644,000)	12,655,933	11,505,394	10,459,449	9,508,590	8,644,172	7,858,339	7,143,944	6,494,495	5,904,086	5,367,351	4,879,410	4,435,827	4,032,570	3,665,973	3,332,703	3,029,730	2,754,300	2,503,909	2,276,281	2,069,346	
Cummulative Cash Flow				(130,644,000)	(117,988,067)	(106,482,674)	(96,023,225)	(86,514,635)	(77,870,463)	(70,012,124)	(62,868,180)	(56,373,685)	(50,469,599)	(45,102,248)	(40,222,838)	(35,787,011)	(31,754,441)	(28,088,468)	(24,755,765)	(21,726,036)	(18,971,736)	(16,467,827)	(14,191,546)	(12,122,200)	
NPV: Sum DCF				(12,122,200)																					
NPV: Formula				(11,020,182)	(12,122,200.16)			NPV(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)															
IRR				8.615%																					
				8.615%	IRR(h/t -17,000...a15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				8.615%																					
Discount Factor					1.0000	1.0862	1.1797	1.2814	1.3918	1.5117	1.6419	1.7834	1.9370	2.1039	2.2852	2.4820	2.6959	2.9281	3.1804	3.4544	3.7520	4.0753	4.4264	4.8077	5.2219
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	12,817,263	11,800,590	10,864,561	10,002,777	9,209,351	8,478,860	7,806,312	7,187,111	6,617,025	6,092,159	5,608,926	5,164,022	4,754,409	4,377,287	4,030,078	3,710,410	3,416,098	3,145,131	2,895,657	2,665,972
NPV				0.00																					
IRR				8.615%																					

Without CDM : O&M Cost Variable +5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%, 20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	
BPP		Cents																							
		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /HPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income						16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5980	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	15,040,101	13,672,819	12,429,835	11,299,850	10,272,591	9,338,720	8,489,746	7,717,951	7,016,320	6,378,473	5,798,612	5,271,466	4,792,242	4,356,584	3,960,531	3,600,483	3,273,166	2,975,605	2,705,096	2,459,178
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(115,603,899)	(101,931,080)	(89,501,245)	(78,201,394)	(67,928,803)	(58,590,083)	(50,100,337)	(42,382,386)	(35,366,066)	(28,987,593)	(23,188,981)	(17,917,515)	(13,125,273)	(8,768,689)	(4,808,159)	(1,207,676)	2,065,490	5,041,095	7,746,191	10,205,369
NPV: Sum DCF				10,205,369																					
NPV: Formula				9,277,608	10,205,369.14		NPV(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)																
IRR				11.129%																					
				11.129%	IRR(h/t -17,000...aht15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				11.129%																					
Discount Factor					1.0000	1.1113	1.2350	1.3724	1.5251	1.6949	1.8835	2.0931	2.3260	2.5849	2.8725	3.1922	3.5475	3.9423	4.3810	4.8686	5.4104	6.0125	6.6816	7.4252	8.2515
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	14,887,327	13,396,459	12,054,892	10,847,674	9,761,350	8,783,816	7,904,175	7,112,624	6,400,342	5,759,390	5,182,625	4,663,620	4,196,589	3,776,329	3,398,154	3,057,851	2,751,628	2,476,070	2,228,108	2,004,978
NPV				0.00																					
IRR				11.129%																					

Without CDM : O&M Cost Variable +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%, 20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU CMM	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income						16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120
Nett Cash Flow					(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	15,040,101	13,672,819	12,429,835	11,299,850	10,272,591	9,338,720	8,489,746	7,717,951	7,016,320	6,378,473	5,798,612	5,271,466	4,792,242	4,356,584	3,960,531	3,600,483	3,273,166	2,975,605	2,705,096	2,459,178
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(115,603,899)	(101,931,080)	(89,501,245)	(78,201,394)	(67,928,803)	(58,590,083)	(50,100,337)	(42,382,386)	(35,366,066)	(28,987,593)	(23,188,981)	(17,917,515)	(13,125,273)	(8,768,689)	(4,808,159)	(1,207,676)	2,065,490	5,041,095	7,746,191	10,205,369
NPV: Sum DCF					10,205,369																				
NPV: Formula					9,277,608	10,205,369.14		NPV(-17...15.5)		-17+NPV(-8...15.5)															
IRR					11.129%																				
					11.129%	IRR(bf -17,000...af15,500,10%)																			

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				11.129%																					
Discount Factor					1.0000	1.1113	1.2350	1.3724	1.5251	1.6949	1.8835	2.0931	2.3260	2.5849	2.8725	3.1922	3.5475	3.9423	4.3810	4.8686	5.4104	6.0125	6.6816	7.4252	8.2515
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	14,887,327	13,396,459	12,054,892	10,847,674	9,761,350	8,783,816	7,904,175	7,112,624	6,400,342	5,759,390	5,182,625	4,663,620	4,196,589	3,776,329	3,398,154	3,057,851	2,751,628	2,476,070	2,228,108	2,004,978
NPV					0.00																				
IRR					11.129%																				

Without CDM : O&M Cost Variable -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,20 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU CMS	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in						69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income						16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120
Nett Cash Flow					(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120
Interest				10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	15,040,101	13,672,819	12,429,835	11,299,850	10,272,591	9,338,720	8,489,746	7,717,951	7,016,320	6,378,473	5,798,612	5,271,466	4,792,242	4,356,584	3,960,531	3,600,483	3,273,166	2,975,605	2,705,096	2,459,178
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(115,603,899)	(101,931,080)	(89,501,245)	(78,201,394)	(67,928,803)	(58,590,083)	(50,100,337)	(42,382,386)	(35,366,066)	(28,987,593)	(23,188,981)	(17,917,515)	(13,125,273)	(8,768,689)	(4,808,159)	(1,207,676)	2,065,490	5,041,095	7,746,191	10,205,369
NPV: Sum DCF				10,205,369																					
NPV: Formula				9,277,608	10,205,369.14		NPV(-17...15.5)		-17*NPV(-8...15.5)																
IRR				11.129%																					
				11.129%	IRR(bf -17,000...af15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				11.129%																					
Discount Factor					1.0000	1.1113	1.2350	1.3724	1.5251	1.6949	1.8835	2.0931	2.3260	2.5849	2.8725	3.1922	3.5475	3.9423	4.3810	4.8686	5.4104	6.0125	6.6816	7.4252	8.2515
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	14,887,327	13,396,459	12,054,892	10,847,674	9,761,350	8,783,816	7,904,175	7,112,624	6,400,342	5,759,390	5,182,625	4,663,620	4,196,589	3,776,329	3,398,154	3,057,851	2,751,628	2,476,070	2,228,108	2,004,978
NPV				0.00																					
IRR				11.129%																					

Without CDM : O&M Cost Variable -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				130,644,000																						
Budget																										
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%, 20 thn)				0.274410																						
Biaya O&M				891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam				7,230,013	USD/MMBTU Ccms	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	
BPP					USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sub Total CASH OUT									(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,903)	(53,003,902)	(53,003,901)	(53,003,900)	(53,003,899)	(53,003,898)	(53,003,897)	(53,003,896)	(53,003,895)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	(53,003,894)	
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in																										
Proyeksi Penjualan									80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /HPP				891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Sub total Cash in									69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Nett Operating Income																										
									16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	16,544,120	
Nett Cash Flow									(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	
Interest									0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Discount Factor									1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772		
NET CASH FLOW									(130,644,000)	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,111	16,544,112	16,544,113	16,544,114	16,544,115	16,544,116	16,544,117	16,544,118	16,544,119	16,544,120	16,544,120	16,544,120	
Discounted Cash Flow									(130,644,000)	15,040,101	13,672,819	12,429,835	11,299,850	10,272,591	9,338,720	8,489,746	7,717,951	7,016,320	6,378,473	5,798,612	5,271,466	4,792,242	4,356,584	3,960,531	3,600,483	
Cumulative Cash Flow									(130,644,000)	(115,603,899)	(101,931,080)	(89,501,245)	(78,201,394)	(67,928,803)	(58,590,083)	(50,100,337)	(42,382,386)	(35,366,066)	(28,987,593)	(23,188,981)	(17,917,515)	(13,125,273)	(8,768,689)	(4,808,159)	(1,207,676)	
NPV: Sum DCF									10,205,369																	
NPV: Formula									9,277,608	10,205,369.14		NPV(-17...15.5)		-17*NPV(-8...15.5)												
IRR									11.129%																	
									11.129%	IRR(bf -17,000...af15,500,10%)																

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				11.129%																					
Discount Factor					1.0000	1.1113	1.2350	1.3724	1.5251	1.6949	1.8835	2.0931	2.3260	2.5849	2.8725	3.1922	3.5475	3.9423	4.3810	4.8686	5.4104	6.0125	6.6816	7.4252	8.2515
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	14,887,327	13,396,459	12,054,892	10,847,674	9,761,350	8,783,816	7,904,175	7,112,624	6,400,342	5,759,390	5,182,625	4,663,620	4,196,589	3,776,329	3,398,154	3,057,851	2,751,628	2,476,070	2,228,108	2,004,978
NPV				0.00																					
IRR				11.129%																					

With CDM : Natural Gas Normal Price

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operational Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P.12% ,5 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	
Biaya registrasi/pendaftaran proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	
CUMMULATIVE																									
Operational Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /HPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	
Sub total Cash in						70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	
Nett Operating Income						17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Interest			10.00%		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	16,005,080	16,354,166	14,867,424	13,515,840	12,287,127	11,170,116	10,154,651	9,231,502	8,392,275	7,629,341	6,935,765	6,305,241	5,732,038	5,210,944	4,737,222	4,306,565	3,915,089	3,559,145	3,235,586	2,941,442
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(114,638,920)	(98,284,754)	(83,417,330)	(69,901,491)	(57,614,364)	(46,444,248)	(36,289,596)	(27,058,094)	(18,665,819)	(11,036,478)	(4,100,713)	2,204,528	7,936,566	13,147,509	17,884,731	22,191,296	26,106,355	29,665,500	32,901,086	35,842,528
NPV: Sum DCF				35,842,528																					
NPV: Formula				32,584,116	35,842,527.65		NPV(-17%,15.5)		-17+NPV(-8%,15.5)																
IRR				13.803%																					
				13.803% (IRR(h/Y -17,000, a/(15,500,10% )																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				13.803%																					
Discount Factor					1.0000	1.1380	1.2951	1.4739	1.6773	1.9089	2.1724	2.4722	2.8135	3.2018	3.6438	4.1468	4.7192	5.3706	6.1119	6.9555	7.9156	9.0083	10.2517	11.6668	13.2772
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	15,470,173	15,279,286	13,426,033	11,797,564	10,366,615	9,109,229	8,004,354	7,033,491	6,180,386	5,430,756	4,772,050	4,193,239	3,684,633	3,237,717	2,845,009	2,499,932	2,196,711	1,930,267	1,696,142	1,490,413
NPV				0.00																					
IRR				13.803%																					

With CDM : Natural Gas Variable Price +5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				130,644,000																						
Budget																										
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.6	40,235,022		(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)		
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-																
Sub Total CASH OUT						(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)		
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in																										
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in						70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444		
Nett Operating Income						15,689,634	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588		
Nett Cash Flow					(130,644,000)	15,689,634	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588		
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Discount Factor						1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599		
NET CASH FLOW					(130,644,000)	15,689,634	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588	17,872,588		
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	14,263,304	14,770,734	13,427,940	12,207,218	11,097,471	10,088,610	9,171,463	8,337,694	7,579,722	6,890,656	6,264,233	5,694,757	5,177,052	4,706,411	4,278,555	3,889,596	3,535,996	3,214,542	2,922,311		
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(116,380,696)	(101,609,963)	(88,182,023)	(75,974,805)	(64,877,335)	(54,788,725)	(45,617,261)	(37,279,567)	(29,699,846)	(22,809,189)	(16,544,957)	(10,850,199)	(5,673,147)	(966,736)	3,311,819	7,201,415	10,737,411	13,951,953	16,874,264		
NPV: Sum DCF				19,530,910																						
NPV: Formula				17,755,373	19,530,909.96		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				12.109%																						
				12.109%	IRR(b/t -17,000...a15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

Discount Factor				12.109%																				
Discounted Cash Flow					1.0000	1.1211	1.2568	1.4090	1.5797	1.7709	1.9854	2.2258	2.4953	2.7975	3.1362	3.5160	3.9417	4.4190	4.9541	5.5540	6.2266	6.9806	7.8258	8.7735
NPV				0.00																				
IRR				12.109%																				

With CDM : Natural Gas Variable Price +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				130,644,000																						
Budget																										
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.8	42,150,976		(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)		
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-																
Sub Total CASH OUT						(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)		
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in																										
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in						70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444		
Nett Operating Income						13,773,681	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634		
Nett Cash Flow						(130,644,000)	13,773,681	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634		
Interest			10.00%		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275		
NET CASH FLOW						(130,644,000)	13,773,681	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634	15,956,634		
Discounted Cash Flow						(130,644,000)	12,521,528	13,187,301	11,988,455	10,898,596	9,907,814	9,007,104	8,188,276	7,443,888	6,767,171	6,151,973	5,592,703	5,084,275	4,622,069	4,201,880	3,819,891	3,472,628	3,156,935	2,869,941		
Cummulative Cash Flow						(130,644,000)	(118,122,472)	(104,935,171)	(92,946,716)	(82,048,120)	(72,140,306)	(63,133,202)	(54,944,925)	(47,501,038)	(40,733,867)	(34,581,894)	(28,989,191)	(23,904,916)	(19,282,847)	(15,080,967)	(11,261,075)	(7,788,447)	(4,631,512)			
NPV: Sum DCF				3,219,318																						
NPV: Formula				2,926,653	3,219,318.22		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				10.355%																						
				10.355%	IRR(b/t -17,000...af15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				10.355%																					
Discount Factor					1.0000	1.1035	1.2178	1.3439	1.4831	1.6366	1.8061	1.9931	2.1995	2.4273	2.6786	2.9560	3.2621	3.5998	3.9726	4.3840	4.8379	5.3389	5.8917	6.5018	7.1750
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	12,481,274	13,102,648	11,873,205	10,759,123	9,749,577	8,834,758	8,005,778	7,254,583	6,573,874	5,957,036	5,398,078	4,891,567	4,432,584	4,016,667	3,639,777	3,298,250	2,988,770	2,708,329	2,454,202	2,223,920
NPV				0.00																					
IRR				10.355%																					



With CDM : Natural Gas Variable Price -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																						
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.0	36,403,115		(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in																									
						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430	1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	
Sub total Cash in					70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	
Nett Operating Income					19,521,541	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	19,521,541	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor					1.0000	1.0000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	
NET CASH FLOW					(130,644,000)	19,521,541	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	21,704,494	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	17,746,856	17,937,599	16,306,908	14,824,462	13,476,783	12,251,621	11,137,838	10,125,307	9,204,824	8,368,022	7,607,293	6,915,721	6,287,019	5,715,472	5,195,883	4,723,530	4,294,119	3,903,744	3,548,858	
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(112,897,144)	(94,959,546)	(78,652,638)	(63,828,176)	(50,351,393)	(38,099,771)	(26,961,934)	(16,836,627)	(7,631,803)	736,220	8,343,512	15,259,233	21,546,252	27,261,724	32,457,607	37,181,138	41,475,256	45,379,000		
NPV: Sum DCF				52,154,093																					
NPV: Formula				47,412,812	52,154,093.43		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																
IRR				15.451%																					
				15.451%	IRR(b/t -17,000...dt15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				15.451%																				
Discount Factor					1.0000	1.1545	1.3329	1.5388	1.7766	2.0511	2.3681	2.7339	3.1564	3.6441	4.2071	4.8572	5.6077	6.4741	7.4745	8.6293	9.9627	11.5020	13.2792	15.3311
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	16,908,908	16,283,682	14,104,383	12,216,747	10,581,739	9,165,550	7,938,894	6,876,405	5,956,113	5,158,987	4,468,542	3,870,502	3,352,500	2,903,824	2,515,196	2,178,579	1,887,012	1,634,467	1,415,721
NPV				0.00																				
IRR				15.451%																				

With CDM : Natural Gas Variable Price -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				130,644,000																						
Budget																										
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	4.8	34,487,162		(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)		
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-																
Sub Total CASH OUT						(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)		
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in																										
						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430	1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in					70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444		
Nett Operating Income					21,437,495	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448		
Nett Cash Flow					(130,644,000)	21,437,495	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448		
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Discount Factor					1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159		
NET CASH FLOW					(130,644,000)	21,437,495	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448	23,620,448		
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	19,488,631	19,521,031	17,746,392	16,133,084	14,666,440	13,333,127	12,121,025	11,019,113	10,017,376	9,106,705	8,278,823	7,526,203	6,842,002	6,220,002	5,654,547	5,140,498	4,673,180	4,248,345	3,862,132		
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(111,155,369)	(91,634,337)	(73,887,945)	(57,754,861)	(43,088,422)	(29,755,295)	(17,634,270)	(6,615,157)	3,402,219	12,508,924	20,787,747	28,313,950	35,155,952	41,375,954	47,030,502	52,170,999	56,844,179	61,092,524	64,954,656		
NPV: Sum DCF				68,465,685																						
NPV: Formula				62,241,532	68,465,685.17		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				17.062%																						
IRR				17.062%	IRR(b/t -17,000...dt15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				17.062%																				
Discount Factor				1.0000	1.1706	1.3704	1.6042	1.8779	2.1983	2.5734	3.0124	3.5264	4.1281	4.8325	5.6570	6.6222	7.7521	9.0748	10.6231	12.4357	14.5575	17.0413	19.9490	23.3527
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	18,312,901	17,236,710	14,724,396	12,578,261	10,744,933	9,178,820	7,840,973	6,698,123	5,721,847	4,887,866	4,175,442	3,566,856	3,046,974	2,602,866	2,223,489	1,899,407	1,622,562	1,386,067	1,184,043
NPV				0.00																				
IRR				17.062%																				

With CDM : Investment Cost Variable ±5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				137,176,200																					
Budget																									
Total Initial Cost				137,176,200	(137,176,200)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																						
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in																									
						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	
Sub total Cash in						70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	
Nett Operating Income						17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Nett Cash Flow					(137,176,200)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275	
NET CASH FLOW				(137,176,200)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Discounted Cash Flow				(137,176,200)	16,005,080	16,354,166	14,867,424	13,515,840	12,287,127	11,170,116	10,154,651	9,231,502	8,392,275	7,629,341	6,935,765	6,305,241	5,732,038	5,210,944	4,737,222	4,306,565	3,915,059	3,559,145	3,235,586	2,941,442	
Cummulative Cash Flow				(137,176,200)	(121,171,120)	(104,816,954)	(89,949,530)	(76,433,691)	(64,146,564)	(52,976,448)	(42,821,796)	(33,590,294)	(25,198,019)	(17,568,678)	(10,632,913)	(4,327,672)	1,404,366	6,615,309	11,352,531	15,659,096	19,574,155	23,133,300	26,368,886	29,310,328	
NPV: Sum DCF				29,310,328																					
NPV: Formula				26,645,752	29,310,327.65		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																
IRR				12.988%																					
IRR				12.988%	IRR(b/t -17,000...af15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0																									
				12.988%																					
Discount Factor					1.0000	1.1299	1.2766	1.4424	1.6298	1.8415	2.0806	2.3509	2.6562	3.0012	3.3910	3.8315	4.3291	4.8914	5.5267	6.2445	7.0555	7.9719	9.0073	10.1772	11.4991
Discounted Cash Flow					(137,176,200)	15,581,793	15,500,566	13,718,747	12,141,752	10,746,035	9,510,759	8,417,480	7,449,875	6,593,499	5,835,564	5,164,755	4,571,057	4,045,606	3,580,556	3,168,965	2,804,686	2,482,282	2,196,939	1,944,397	1,720,885
NPV				0.00																					
IRR				12.988%																					

With CDM : Investment Cost Variable +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				143,708,400																						
Budget																										
Total Initial Cost				143,708,400	(143,708,400)																					
Operational Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)		
Biaya registrasipennataran proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-																
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)		
CUMMULATIVE																										
Operational Cash in																										
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in						70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444		
Nett Operating Income						17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Nett Cash Flow					(143,708,400)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275		
NET CASH FLOW				(143,708,400)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Discounted Cash Flow				(143,708,400)	16,005,080	16,354,166	14,867,424	13,515,840	12,287,127	11,170,116	10,154,651	9,231,502	8,392,275	7,629,341	6,935,765	6,305,241	5,732,038	5,210,944	4,737,222	4,306,565	3,915,059	3,559,145	3,235,586	2,941,442		
Cummulative Cash Flow				(143,708,400)	(127,703,320)	(111,349,154)	(96,481,730)	(82,965,891)	(70,678,764)	(59,508,648)	(49,353,996)	(40,122,494)	(31,730,219)	(24,100,878)	(17,165,113)	(10,859,872)	(5,127,834)	83,109	4,820,331	9,126,896	13,041,955	16,601,100	19,836,686	22,778,128		
NPV: Sum DCF				22,778,128																						
NPV: Formula				20,707,389	22,778,127.65		NPV(-17,...,15.5)				-17+NPV(-8,...,15.5)															
IRR				12.236%																						
IRR				12.236%	IRR(b/t -17,000...af15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0																									
				12.236%																					
Discount Factor					1.0000	1.1224	1.2597	1.4138	1.5868	1.7810	1.9989	2.2434	2.5179	2.8260	3.1718	3.5599	3.9955	4.4843	5.0330	5.6488	6.3400	7.1157	7.9864	8.9636	10.0603
Discounted Cash Flow					(143,708,400)	15,686,278	15,709,145	13,996,580	12,470,714	11,111,194	9,899,885	8,820,629	7,859,030	7,002,262	6,238,896	5,558,751	4,952,752	4,412,818	3,931,746	3,503,118	3,121,219	2,780,953	2,477,781	2,207,661	1,966,988
NPV				0.00																					
IRR				12.236%																					

With CDM : Investment Cost Variable -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				124,111,800																						
Budget																										
Total Initial Cost				124,111,800	(124,111,800)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12% ,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)		
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)		
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in																										
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in						70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444		
Nett Operating Income						17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Nett Cash Flow					(124,111,800)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275		
NET CASH FLOW					(124,111,800)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Discounted Cash Flow					(124,111,800)	16,005,080	16,354,166	14,867,424	13,515,840	12,287,127	11,170,116	10,154,651	9,231,502	8,392,275	7,629,341	6,935,765	6,305,241	5,732,038	5,210,944	4,737,222	4,306,565	3,915,059	3,559,145	3,235,586		
Cummulative Cash Flow					(124,111,800)	(108,106,720)	(91,752,554)	(76,885,130)	(63,369,291)	(51,082,164)	(39,912,048)	(29,757,396)	(20,525,894)	(12,133,619)	(4,504,278)	2,431,487	8,736,728	14,468,766	19,679,709	24,416,931	28,723,496	32,638,555	36,197,700	39,433,286		
NPV: Sum DCF				42,374,728																						
NPV: Formula				38,522,480	42,374,727.65		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				14.691%																						
IRR				14.691%	IRR(b/t -17,000...df15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0				14.691%																				
Discount Factor					1.0000	1.1469	1.3154	1.5086	1.7303	1.9845	2.2760	2.6103	2.9938	3.4336	3.9381	4.5166	5.1801	5.9411	6.8139	7.8149	8.9630	10.2797	11.7899	13.5219
Discounted Cash Flow					(124,111,800)	15,350,488	15,043,784	13,116,825	11,436,691	9,971,765	8,694,482	7,580,806	6,609,781	5,763,134	5,024,934	4,381,291	3,820,091	3,330,776	2,904,137	2,532,146	2,207,803	1,925,006	1,678,432	1,463,441
NPV				0.00																				
IRR				14.691%																				

With CDM : Investment Cost Variable -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				117,579,600																						
Budget																										
Total Initial Cost				117,579,600	(117,579,600)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)		
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-																
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)		
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in																										
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in						70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444		
Nett Operating Income						17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Nett Cash Flow					(117,579,600)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275		
NET CASH FLOW				(117,579,600)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Discounted Cash Flow				(117,579,600)	16,005,080	16,354,166	14,867,424	13,515,840	12,287,127	11,170,116	10,154,651	9,231,502	8,392,275	7,629,341	6,935,765	6,305,241	5,732,038	5,210,944	4,737,222	4,306,565	3,915,059	3,559,145	3,235,586	2,941,442		
Cummulative Cash Flow				(117,579,600)	(101,574,520)	(85,220,354)	(70,352,930)	(56,837,091)	(44,549,964)	(33,379,848)	(23,225,196)	(13,993,694)	(5,601,419)	2,027,922	8,963,687	15,268,928	21,000,966	26,211,909	30,949,131	35,255,696	39,170,755	42,729,900	45,965,486	48,906,928		
NPV: Sum DCF				48,906,928																						
NPV: Formula				44,460,843	48,906,927.65		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				15.662%																						
IRR				15.662%	IRR(b/t -17,000...df15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				15.662%																					
Discount Factor					1.0000	1.1566	1.3378	1.5473	1.7896	2.0699	2.3941	2.7690	3.2027	3.7043	4.2844	4.9555	5.7316	6.6292	7.6675	8.8683	10.2573	11.8637	13.7218	15.8709	18.3565
Discounted Cash Flow					(117,579,600)	15,221,626	14,792,269	12,789,257	11,057,472	9,560,186	8,265,647	7,146,402	6,178,712	5,342,057	4,618,692	3,993,278	3,452,551	2,985,043	2,580,840	2,231,370	1,929,222	1,667,987	1,442,126	1,246,849	1,078,014
NPV				0.00																					
IRR				15.662%																					

With CDM : Tariff Variable +5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				130,644,000																						
Budget																										
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)		
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-																
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)		
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in																										
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.080	70,920,261		70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261	70,920,261		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in						72,011,738	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691	74,194,691		
Nett Operating Income						18,977,835	21,160,789	21,160,789	21,160,789	21,160,789	21,160,790	21,160,791	21,160,792	21,160,793	21,160,794	21,160,795	21,160,796	21,160,797	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798		
Nett Cash Flow					(130,644,000)	18,977,835	21,160,789	21,160,789	21,160,789	21,160,789	21,160,790	21,160,791	21,160,792	21,160,793	21,160,794	21,160,795	21,160,796	21,160,797	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798		
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275		
NET CASH FLOW					(130,644,000)	18,977,835	21,160,789	21,160,789	21,160,789	21,160,790	21,160,791	21,160,792	21,160,793	21,160,794	21,160,795	21,160,796	21,160,797	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798	21,160,798		
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	17,252,578	17,488,255	15,898,414	14,453,103	13,139,185	11,944,714	10,858,832	9,871,666	8,974,242	8,158,402	7,416,729	6,742,482	6,129,529	5,572,299	5,065,727	4,605,206	4,186,551	3,805,955	3,459,960		
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(113,391,422)	(95,903,167)	(80,004,753)	(65,551,650)	(52,412,465)	(40,467,751)	(29,608,919)	(19,737,254)	(10,763,012)	(2,604,610)	4,812,120	11,554,602	17,684,131	23,256,430	28,322,157	32,927,363	37,113,914	40,919,869	44,379,829		
NPV: Sum DCF				47,525,247																						
NPV: Formula				43,204,770	47,525,246.74		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				14.988%																						
				14.988%	IRR(b/t -17,000...df15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0				14.988%																				
Discount Factor					1.0000	1.1499	1.3222	1.5204	1.7483	2.0103	2.3116	2.6580	3.0564	3.5145	4.0412	4.6469	5.3434	6.1443	7.0651	8.1240	9.3417	10.7418	12.3517	14.2029
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	16,504,227	16,004,012	13,918,017	12,103,915	10,526,267	9,154,253	7,961,070	6,923,408	6,020,998	5,236,209	4,553,712	3,960,172	3,443,996	2,995,099	2,604,711	2,265,208	1,969,956	1,713,188	1,489,888
NPV				0.00																				
IRR				14.988%																				

With CDM : Tariff Variable +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																						
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in																									
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.083	74,297,417		74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	74,297,417	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	
Sub total Cash in						75,388,893	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	77,571,847	
Nett Operating Income						22,354,991	24,537,944	24,537,944	24,537,944	24,537,944	24,537,945	24,537,946	24,537,947	24,537,948	24,537,949	24,537,950	24,537,951	24,537,952	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	22,354,991	24,537,944	24,537,944	24,537,944	24,537,944	24,537,945	24,537,946	24,537,947	24,537,948	24,537,949	24,537,950	24,537,951	24,537,952	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275	
NET CASH FLOW				(130,644,000)	22,354,991	24,537,944	24,537,944	24,537,944	24,537,944	24,537,945	24,537,946	24,537,947	24,537,948	24,537,949	24,537,950	24,537,951	24,537,952	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	24,537,953	
Discounted Cash Flow				(130,644,000)	20,322,719	20,279,293	18,435,721	16,759,746	15,236,133	13,851,030	12,591,846	11,447,133	10,406,485	9,460,442	8,600,402	7,818,547	7,107,771	6,461,610	5,874,191	5,340,174	4,854,703	4,413,367	4,012,151	3,647,410	
Cummulative Cash Flow				(130,644,000)	(110,321,281)	(90,041,988)	(71,606,268)	(54,846,522)	(39,610,389)	(25,759,359)	(13,167,513)	(1,720,379)	8,686,106	18,146,548	26,746,950	34,565,497	41,673,268	48,134,878	54,009,069	59,349,242	64,203,945	68,617,312	72,629,463	76,276,874	
NPV: Sum DCF				76,276,874																					
NPV: Formula				69,342,612	76,276,873.57		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																
IRR				17.823%																					
IRR				17.823%	IRR(b/t -17,000...dt15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0																									
Discount Factor				17.823%																					
Discounted Cash Flow					1.0000	1.1782	1.3882	1.6356	1.9272	2.2706	2.6753	3.1522	3.7140	4.3759	5.1558	6.0748	7.1575	8.4332	9.9362	11.7071	13.7937	16.2521	19.1487	22.5616	26.5828
NPV				0.00																					
IRR				17.823%																					



With CDM : Tariff Variable -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																						
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in																									
						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.072	64,165,951		64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	64,165,951	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	
Sub total Cash in						65,257,427	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	67,440,381	
Nett Operating Income																									
						12,223,525	14,406,478	14,406,478	14,406,478	14,406,478	14,406,479	14,406,480	14,406,481	14,406,482	14,406,483	14,406,484	14,406,485	14,406,486	14,406,487	14,406,487	14,406,487	14,406,487	14,406,487	14,406,487	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	12,223,525	14,406,478	14,406,478	14,406,478	14,406,478	14,406,479	14,406,480	14,406,481	14,406,482	14,406,483	14,406,484	14,406,485	14,406,486	14,406,487	14,406,487	14,406,487	14,406,487	14,406,487	14,406,487	
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor					1.0000	1.0000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	12,223,525	14,406,478	14,406,478	14,406,478	14,406,478	14,406,479	14,406,480	14,406,481	14,406,482	14,406,483	14,406,484	14,406,485	14,406,486	14,406,487	14,406,487	14,406,487	14,406,487	14,406,487	14,406,487	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	11,112,295	11,906,180	10,823,800	9,839,818	8,945,290	8,132,082	7,392,802	6,720,730	6,109,755	5,554,323	5,049,385	4,590,350	4,173,046	3,793,678	3,448,798	3,135,271	2,850,247	2,591,133	2,355,576	2,141,433
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(119,531,705)	(107,625,524)	(96,801,724)	(86,961,906)	(78,016,616)	(69,884,534)	(62,491,732)	(55,771,002)	(49,661,247)	(44,106,924)	(39,057,540)	(34,467,189)	(30,294,143)	(26,500,465)	(23,051,667)	(19,916,395)	(17,066,149)	(14,475,015)	(12,119,439)	(9,978,007)
NPV: Sum DCF						(9,978,007)																			
NPV: Formula						(9,070,915)	(9,978,006.94)		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)														
IRR						8.879%																			
						8.879%	IRR(b/t -17,000...dt15,500,10%)																		

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0																									
Discount Factor				8.879%																					
Discounted Cash Flow					1.0000	1.0888	1.1855	1.2907	1.4053	1.5301	1.6660	1.8139	1.9750	2.1503	2.3413	2.5492	2.7755	3.0220	3.2903	3.5825	3.9006	4.2469	4.6240	5.0346	5.4816
NPV				0.00																					
IRR				8.879%																					

With CDM : Tariff Variable -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				130,644,000																						
Budget																										
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																					
Operational Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)		
Biaya registrasipendapatan																										
proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)		
CUMMULATIVE																										
Operational Cash in																										
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.068	60,788,795		60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795	60,788,795		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in						61,880,272	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225	64,063,225		
Nett Operating Income						8,846,370	11,029,323	11,029,323	11,029,323	11,029,323	11,029,324	11,029,325	11,029,326	11,029,327	11,029,328	11,029,329	11,029,330	11,029,331	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332		
Nett Cash Flow					(130,644,000)	8,846,370	11,029,323	11,029,323	11,029,323	11,029,323	11,029,324	11,029,325	11,029,326	11,029,327	11,029,328	11,029,329	11,029,330	11,029,331	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332		
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275		
NET CASH FLOW				(130,644,000)	8,846,370	11,029,323	11,029,323	11,029,323	11,029,323	11,029,324	11,029,325	11,029,326	11,029,327	11,029,328	11,029,329	11,029,330	11,029,331	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332	11,029,332		
Discounted Cash Flow				(130,644,000)	8,042,154	9,115,143	8,286,494	7,533,176	6,848,342	6,225,766	5,659,788	5,145,262	4,677,511	4,252,283	3,865,712	3,514,284	3,194,804	2,904,368	2,640,334	2,400,304	2,182,095	1,983,722	1,803,384	1,639,440		
Cummulative Cash Flow				(130,644,000)	(122,601,846)	(113,486,703)	(105,200,209)	(97,667,033)	(90,818,692)	(84,592,926)	(78,933,138)	(73,787,876)	(69,110,365)	(64,858,082)	(60,992,369)	(57,478,085)	(54,283,281)	(51,378,913)	(48,738,578)	(46,338,274)	(44,156,180)	(42,172,458)	(40,369,074)	(38,729,634)		
NPV: Sum DCF				(38,729,634)																						
NPV: Formula				(35,208,758)	(38,729,633.78)		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				5.417%																						
IRR				5.417%	IRR(b/t -17,000...dt15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0																									
				5.417%																					
Discount Factor					1.0000	1.0542	1.1113	1.1715	1.2349	1.3018	1.3724	1.4467	1.5251	1.6077	1.6948	1.7866	1.8834	1.9854	2.0930	2.2063	2.3259	2.4519	2.5847	2.7247	2.8723
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	8,391,770	9,924,893	9,414,869	8,931,055	8,472,104	8,036,738	7,623,744	7,231,974	6,860,335	6,507,795	6,173,371	5,856,133	5,555,197	5,269,725	4,998,923	4,742,037	4,498,352	4,267,189	4,047,906	3,839,891
NPV				0.00																					
IRR				5.417%																					

With CDM : Power Load Factor Variable +5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				130,644,000																						
Budget																										
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12% ,5 thn)				0.274410																						
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,591,514	USD/MMBTU	5.3	40,235,022		(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)	(40,235,022)		
Biaya registrasipemeliharaan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-																
Sub Total CASH OUT						(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)	(54,949,856)		
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Harga Jual /BPP	943,485,882	MWh/Year	0.078	73,639,073		73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073	73,639,073		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in						74,730,550	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503	76,913,503		
Nett Operating Income						19,780,694	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647		
Nett Cash Flow					(130,644,000)	19,780,694	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647		
Interest					10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor						1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	19,780,694	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647	21,963,647		
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	17,982,449	18,151,775	16,501,613	15,001,467	13,637,697	12,397,906	11,270,824	10,246,204	9,314,730	8,467,937	7,698,124	6,998,295	6,362,086	5,783,715	5,257,923	4,779,930	4,345,391	3,950,355	3,591,232	3,264,756	
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(112,661,551)	(94,509,777)	(78,008,163)	(63,006,697)	(49,369,000)	(36,971,094)	(25,700,270)	(15,454,066)	(6,139,336)	2,328,601	10,026,725	17,025,020	23,387,106	29,170,821	34,428,744	39,208,673	43,554,064	47,504,419	51,095,650	54,360,407	
NPV: Sum DCF				54,360,407																						
NPV: Formula				49,418,552	54,360,406.69		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				15.671%																						
				15.671%	IRR(b/t -17,000...df15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0																									
				15.671%																					
Discount Factor					1.0000	1.1567	1.3380	1.5477	1.7902	2.0707	2.3952	2.7706	3.2048	3.7070	4.2879	4.9599	5.7372	6.6363	7.6762	8.8792	10.2706	11.8802	13.7419	15.8954	18.3864
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	17,100,810	16,415,525	14,191,554	12,268,885	10,606,700	9,169,707	7,927,397	6,853,395	5,924,899	5,122,195	4,428,241	3,828,304	3,309,646	2,861,256	2,473,614	2,138,489	1,848,767	1,598,297	1,381,760	1,194,559
NPV				0.00																					
IRR				15.671%																					

With CDM : Power Load Factor Variable +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																						
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,953,014	USD/MMBTU	5.3	42,150,976		(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	(42,150,976)	
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	(56,865,809)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in																									
						80%	80%	80%	80%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	995,901,765	MWh/Year	0.078	77,730,133		77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	77,730,133	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	
Sub total Cash in						78,821,609	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	81,004,563	
Nett Operating Income						21,955,800	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	21,955,800	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275	
NET CASH FLOW				(130,644,000)	21,955,800	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	24,138,753	
Discounted Cash Flow				(130,644,000)	19,959,818	19,949,383	18,135,803	16,487,093	14,988,267	13,625,697	12,386,997	11,260,907	10,237,188	9,306,534	8,460,486	7,691,351	6,992,137	6,356,488	5,778,626	5,253,296	4,775,724	4,341,567	3,946,879	3,588,072	
Cummulative Cash Flow				(130,644,000)	(110,684,182)	(90,734,799)	(72,598,996)	(56,111,903)	(41,123,636)	(27,497,939)	(15,110,942)	(3,850,035)	6,387,152	15,693,687	24,154,173	31,845,523	38,837,660	45,194,148	50,972,774	56,226,070	61,001,794	65,343,361	69,290,240	72,878,312	
NPV: Sum DCF				72,878,312																					
NPV: Formula				66,253,011	72,878,311.69		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																
IRR				17.493%																					
IRR				17.493%	IRR(b/t -17,000...df15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0																									
				17.493%																					
Discount Factor					1.0000	1.1749	1.3805	1.6219	1.9057	2.2390	2.6307	3.0909	3.6315	4.2668	5.0132	5.8901	6.9204	8.1310	9.5534	11.2245	13.1880	15.4949	18.2054	21.3901	25.1318
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	18,686,936	17,486,083	14,882,688	12,666,896	10,781,000	9,175,884	7,809,743	6,646,999	5,657,368	4,815,077	4,098,190	3,488,036	2,968,724	2,526,729	2,150,540	1,830,359	1,557,848	1,325,910	1,128,503	960,487
NPV				0.00																					
IRR				17.493%																					

With CDM : Power Load Factor Variable -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)				0.274410																					
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	6,868,512	USD/MMBTU	5.3	36,403,115		(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	(36,403,115)	
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	(51,117,949)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	838,654,118	MWh/Year	0.078	65,456,954		65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	65,456,954	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	
Sub total Cash in						66,548,431	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	68,731,384	
Nett Operating Income						15,430,481	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	15,430,481	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275	
NET CASH FLOW				(130,644,000)	15,430,481	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	17,613,435	
Discounted Cash Flow				(130,644,000)	14,027,710	14,556,558	13,233,234	12,030,213	10,936,557	9,942,325	9,038,477	8,216,797	7,469,816	6,790,742	6,173,401	5,612,183	5,101,985	4,638,168	4,216,516	3,833,197	3,484,724	3,167,931	2,879,937	2,618,125	
Cummulative Cash Flow				(130,644,000)	(116,616,290)	(102,059,732)	(88,826,498)	(76,796,285)	(65,859,727)	(55,917,403)	(46,878,925)	(38,662,128)	(31,192,312)	(24,401,571)	(18,228,169)	(12,615,986)	(7,514,001)	(2,875,834)	1,340,683	5,173,879	8,658,603	11,826,535	14,706,472	17,324,597	
NPV: Sum DCF				17,324,597																					
NPV: Formula				15,749,633	17,324,596.70		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																
IRR				11.876%																					
				11.876%	IRR(b/t -17,000...df15,500,10 %)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				11.876%																					
Discount Factor					1.0000	1.1188	1.2516	1.4003	1.5665	1.7526	1.9607	2.1935	2.4540	2.7455	3.0715	3.4363	3.8444	4.3009	4.8117	5.3831	6.0223	6.7375	7.5377	8.4328	9.4342
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	13,792,537	14,072,569	12,578,766	11,243,531	10,050,031	8,983,220	8,029,652	7,177,305	6,415,434	5,734,436	5,125,726	4,581,630	4,095,290	3,660,576	3,272,006	2,924,682	2,614,227	2,336,727	2,088,684	1,866,970
NPV				0.00																					
IRR				11.876%																					

With CDM : Power Load Factor Variable -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																						
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	6,507,012	USD/MMBTU	5.3	34,487,162		(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	(34,487,162)	
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-															
Sub Total CASH OUT						(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	(49,201,996)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	786,238,235	MWh/Year	0.078	61,365,894		61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	61,365,894	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	
Sub total Cash in						62,457,371	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	64,640,324	
Nett Operating Income						13,255,375	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	13,255,375	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	
Interest			10.00%		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Discount Factor					1.0000	1.0000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275
NET CASH FLOW					(130,644,000)	13,255,375	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	15,438,329	
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	12,050,341	12,758,949	11,599,045	10,544,586	9,585,987	8,714,534	7,922,304	7,202,094	6,547,358	5,952,144	5,411,040	4,919,127	4,471,934	4,065,394	3,695,813	3,359,830	3,054,391	2,776,719	2,524,290	
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(118,593,659)	(105,834,709)	(94,235,665)	(83,691,078)	(74,105,091)	(65,390,557)	(57,468,253)	(50,266,159)	(43,718,801)	(37,766,657)	(32,355,617)	(27,436,489)	(22,964,555)	(18,899,161)	(15,203,348)	(11,843,518)	(8,789,127)	(6,012,408)	(3,488,117)	
NPV: Sum DCF				(1,193,308)																					
NPV: Formula				(1,084,826)	(1,193,308.30)		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																
IRR				9.868%																					
IRR				9.868%	IRR(b/t -17,000...af15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0				9.868%																					
Discount Factor					1.0000	1.0987	1.2071	1.3262	1.4571	1.6008	1.7588	1.9324	2.1230	2.3325	2.5627	2.8156	3.0934	3.3987	3.7341	4.1025	4.5073	4.9521	5.4408	5.9776	6.5675
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	12,064,852	12,789,697	11,640,998	10,595,469	9,643,844	8,777,688	7,989,326	7,271,770	6,618,661	6,024,210	5,483,149	4,990,684	4,542,449	4,134,472	3,763,137	3,425,153	3,117,525	2,837,527	2,582,676	2,350,715
NPV				0.00																					
IRR				9.868%																					

With CDM : O&M Cost Variable +5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12% ,5 thn)			0.274410																						
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Proyeksi Penjualan						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014		69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430		1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	
Sub total Cash in						70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	
Nett Operating Income						17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275	
NET CASH FLOW				(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Discounted Cash Flow				(130,644,000)	16,005,080	16,354,166	14,867,424	13,515,840	12,287,127	11,170,116	10,154,651	9,231,502	8,392,275	7,629,341	6,935,765	6,305,241	5,732,038	5,210,944	4,737,222	4,306,565	3,915,059	3,559,145	3,235,586	2,941,442	
Cummulative Cash Flow				(130,644,000)	(114,638,920)	(98,284,754)	(83,417,330)	(69,901,491)	(57,614,364)	(46,444,248)	(36,289,596)	(27,058,094)	(18,665,819)	(11,036,478)	(4,100,713)	2,204,528	7,936,566	13,147,509	17,884,731	22,191,296	26,106,355	29,665,500	32,901,086	35,842,528	
NPV: Sum DCF				35,842,528																					
NPV: Formula				32,584,116	35,842,527.65		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																
IRR				13.803%																					
IRR				13.803%	IRR(b/t -17,000...df15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0																									
				13.803%																					
Discount Factor					1.0000	1.1380	1.2951	1.4739	1.6773	1.9089	2.1724	2.4722	2.8135	3.2018	3.6438	4.1468	4.7192	5.3706	6.1119	6.9555	7.9156	9.0083	10.2517	11.6668	13.2772
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	15,470,173	15,279,286	13,426,033	11,797,564	10,366,615	9,109,229	8,004,354	7,033,491	6,180,386	5,430,756	4,772,050	4,193,239	3,684,633	3,237,717	2,845,009	2,499,932	2,196,711	1,930,267	1,696,142	1,490,413
NPV				0.00																					
IRR				13.803%																					

With CDM : O&M Cost Variable +10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				130,644,000																						
Budget																										
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)		
Biaya registrasipennataran proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)		
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in																										
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /HPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430	1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in					70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444		
Nett Operating Income					17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Nett Cash Flow					(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275		
NET CASH FLOW					(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	16,005,080	16,354,166	14,867,424	13,515,840	12,287,127	11,170,116	10,154,651	9,231,502	8,392,275	7,629,341	6,935,765	6,305,241	5,732,038	5,210,944	4,737,222	4,306,565	3,915,059	3,559,145	3,235,586		
Cummulative Cash Flow					(130,644,000)	(114,638,920)	(98,284,754)	(83,417,330)	(69,901,491)	(57,614,364)	(46,444,248)	(36,289,596)	(27,058,094)	(18,665,819)	(11,036,478)	(4,100,713)	2,204,528	7,936,566	13,147,509	17,884,731	22,191,296	26,106,355	29,665,500	32,901,086		
NPV: Sum DCF				35,842,528																						
NPV: Formula				32,584,116	35,842,527.65		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				13.803%																						
IRR				13.803%	IRR(b/t -17,000...af15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

Discount Factor				13.803%																				
Discounted Cash Flow					1.0000	1.1380	1.2951	1.4739	1.6773	1.9089	2.1724	2.4722	2.8135	3.2018	3.6438	4.1468	4.7192	5.3706	6.1119	6.9555	7.9156	9.0083	10.2517	11.6668
NPV				0.00																				
IRR				13.803%																				



With CDM : O&M Cost Variable -5%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Initial Cash Flow																									
Initial Cost																									
Biaya Investasi				130,644,000																					
Budget																									
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																				
Operasional Cash out																									
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																						
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	
CUMMULATIVE																									
Operasional Cash in																									
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430	1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430
Sub total Cash in					70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	
Nett Operating Income					17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Nett Cash Flow					(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275	
NET CASH FLOW				(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	
Discounted Cash Flow				(130,644,000)	16,005,080	16,354,166	14,867,424	13,515,840	12,287,127	11,170,116	10,154,651	9,231,502	8,392,275	7,629,341	6,935,765	6,305,241	5,732,038	5,210,944	4,737,222	4,306,565	3,915,059	3,559,145	3,235,586	2,941,442	
Cummulative Cash Flow				(130,644,000)	(114,638,920)	(98,284,754)	(83,417,330)	(69,901,491)	(57,614,364)	(46,444,248)	(36,289,596)	(27,058,094)	(18,665,819)	(11,036,478)	(4,100,713)	2,204,528	7,936,566	13,147,509	17,884,731	22,191,296	26,106,355	29,665,500	32,901,086	35,842,528	
NPV: Sum DCF				35,842,528																					
NPV: Formula				32,584,116	35,842,527.65		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																
IRR				13.803%																					
IRR				13.803%	IRR(b/t -17,000...df15,500,10%)																				

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				13.803%																					
Discount Factor					1.0000	1.1380	1.2951	1.4739	1.6773	1.9089	2.1724	2.4722	2.8135	3.2018	3.6438	4.1468	4.7192	5.3706	6.1119	6.9555	7.9156	9.0083	10.2517	11.6668	13.2772
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	15,470,173	15,279,286	13,426,033	11,797,564	10,366,615	9,109,229	8,004,354	7,033,491	6,180,386	5,430,756	4,772,050	4,193,239	3,684,633	3,237,717	2,845,009	2,499,932	2,196,711	1,930,267	1,696,142	1,490,413
NPV				0.00																					
IRR				13.803%																					

With CDM : O&M Cost Variable -10%

Keterangan	Volume	Satuan	Harga Satuan	Total	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6	Tahun 7	Tahun 8	Tahun 9	Tahun 10	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Initial Cash Flow																										
Initial Cost																										
Biaya Investasi				130,644,000																						
Budget																										
Total Initial Cost				130,644,000	(130,644,000)																					
Operasional Cash out																										
Cicilan Hutang (A/P,12%,5 thn)			0.274410																							
Biaya O&M	891,070,000	USD/KWh	0.412	367,120,840		(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)	(14,684,834)		
Biaya Bahan Bakar Gas Alam	7,230,013	USD/MMBTU	5.3	38,319,069		(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,069)	(38,319,068)	(38,319,067)	(38,319,066)	(38,319,065)	(38,319,064)	(38,319,063)	(38,319,062)	(38,319,061)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)	(38,319,060)		
Biaya registrasipendapatan proyek CDM			-	30,000		(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)	(30,000)		
BPP		USD/KWh	7.80			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Sub Total CASH OUT						(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,903)	(53,033,902)	(53,033,901)	(53,033,900)	(53,033,899)	(53,033,898)	(53,033,897)	(53,033,896)	(53,033,895)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)	(53,033,894)		
CUMMULATIVE																										
Operasional Cash in																										
Proyeksi Penjualan						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Harga Jual /BPP	891,070,000	MWh/Year	0.078	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014	69,548,014		
Penjualan CER	327,443	tonnes CO2e	10	3,274,430	1,091,476.67	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430	3,274,430		
Sub total Cash in					70,639,490	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444	72,822,444		
Nett Operating Income					17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Nett Cash Flow				(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Interest			10.00%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Discount Factor				1.0000	1.1000	1.2100	1.3310	1.4641	1.6105	1.7716	1.9487	2.1436	2.3579	2.5937	2.8531	3.1384	3.4523	3.7975	4.1772	4.5950	5.0545	5.5599	6.1159	6.7275		
NET CASH FLOW				(130,644,000)	17,605,588	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,541	19,788,542	19,788,543	19,788,544	19,788,545	19,788,546	19,788,547	19,788,548	19,788,549	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550	19,788,550		
Discounted Cash Flow				(130,644,000)	16,005,080	16,354,166	14,867,424	13,515,840	12,287,127	11,170,116	10,154,651	9,231,502	8,392,275	7,629,341	6,935,765	6,305,241	5,732,038	5,210,944	4,737,222	4,306,565	3,915,059	3,559,145	3,235,586	2,941,442		
Cummulative Cash Flow				(130,644,000)	(114,638,920)	(98,284,754)	(83,417,330)	(69,901,491)	(57,614,364)	(46,444,248)	(36,289,596)	(27,058,094)	(18,665,819)	(11,036,478)	(4,100,713)	2,204,528	7,936,566	13,147,509	17,884,731	22,191,296	26,106,355	29,665,500	32,901,086	35,842,528		
NPV: Sum DCF				35,842,528																						
NPV: Formula				32,584,116	35,842,527.65		NPV(-17,...,15.5)		-17+NPV(-8,...,15.5)																	
IRR				13.803%																						
IRR				13.803%	IRR(b/t -17,000...df15,500,10%)																					

Rumus NPV hati-hati; rumus IRR OK.

Bukti IRR di mana NPV=0

				13.803%																					
Discount Factor					1.0000	1.1380	1.2951	1.4739	1.6773	1.9089	2.1724	2.4722	2.8135	3.2018	3.6438	4.1468	4.7192	5.3706	6.1119	6.9555	7.9156	9.0083	10.2517	11.6668	13.2772
Discounted Cash Flow					(130,644,000)	15,470,173	15,279,286	13,426,033	11,797,564	10,366,615	9,109,229	8,004,354	7,033,491	6,180,386	5,430,756	4,772,050	4,193,239	3,684,633	3,237,717	2,845,009	2,499,932	2,196,711	1,930,267	1,696,142	1,490,413
NPV				0.00																					
IRR				13.803%																					